



**HAL**  
open science

# La comparaison des processus juridiques de la libéralisation des secteurs électrique et gazier : en France et en Turquie

Burcu Zobu

► **To cite this version:**

Burcu Zobu. La comparaison des processus juridiques de la libéralisation des secteurs électrique et gazier : en France et en Turquie. Droit. Université Panthéon-Sorbonne - Paris I, 2016. Français. NNT : 2016PA01D007 . tel-01512707

**HAL Id: tel-01512707**

**<https://theses.hal.science/tel-01512707>**

Submitted on 24 Apr 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**UNIVERSITÉ PARIS I PANTHÉON - SORBONNE**

**ÉCOLE DOCTORALE DE DROIT PRIVÉ**

**DOCTORAT**

**DROIT DES AFFAIRES**

**BURCU ZOBU**

**LA COMPARAISON DES PROCESSUS JURIDIQUES DE  
LA LIBÉRALISATION DES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER :  
EN FRANCE ET EN TURQUIE**

**Sous la direction de PROF GILBERT PARLEANI**

**janvier 2016**

**Jury**

Gilbert Parleani, Professeur à l'École de droit de la Sorbonne (Paris 1), Directeur de la recherche

Ercüment Erdem, Professeur à l'Université de Galatasaray

Grégoire Loiseau, Professeur à l'École de droit de la Sorbonne (Paris 1), Vice-Président de l'Université de Paris 1

Anne Claire Rouaud, Professeur à l'Université de Reims

**Rapporteurs**

Anne Claire Rouaud, Professeur à l'Université de Reims

Isabelle Urbain Parleani, Professeur à l'Université de Paris Descartes

**à ma grand - mère**

**à ma petite Kaguya**

## **REMERCIEMENTS**

Je veux rendre ici un hommage particulier à mon directeur de thèse Professeur Gilbert Parleani et lui dire ma reconnaissance pour l'intérêt qu'il a porté à mon projet, pour ses conseils et sa cordiale disponibilité.

Je remercie l'ensemble des membres de jury et les rapporteurs pour avoir accepté de participer à l'évaluation de cette thèse de doctorat et d'avoir consacré du temps pour un lecteur minutieux de cette thèse.

Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes ayant contribué par leurs supports à la réalisation de cette thèse: mes parents Gülnur et Muammer Zobu, mon frère Alper Zobu, et mes amies Nilüfer Açıık, Marine Le Roux, Rana Anter et Duygu Dursun Karaaslan.

## ABRÉVIATIONS

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
ARENH	Accès régulé et limité à l'énergie nucléaire historique
BERD	Banque européenne pour la reconstruction et le développement
BOT	Build-Operate-Transfer
BOTAŞ	Société anonyme de gazoduc en Turquie
CCPP	Combined Cycle Power Plant. Voir CCGT
CEER	Conseil européen des régulateurs de l'énergie
CJCE	Cour de justice des communautés européennes
CJEG	Cahiers juridiques de l'électricité et du gaz
COM	Communication de la commission européenne
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DNN	Distributeurs non-nationalisés
DSİ	Direction générale des affaires hydrauliques de l'État
DUY	Règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique
EDF	Electricité de France
EFET	European Federation of Energy Traders
ELD	Entreprises locales de distribution
ENR	Energies renouvelables
ENTSO	European Network of Transport Supplier Operator
EPDK	Établissement de la régulation du marché énergétique
EPIAŞ	société anonyme de l'opération du marché énergétique en Turquie
EPIC	Établissement public national à caractère industriel et commercial
ERD	EDF Réseau Distribution
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas

ESER	European System of Energy Regulation
ETSO	European Transmission System Operators
GAP	Projet d'Anatolie du Sud-Est
GDF	Gaz de France
GIE	Gas Infrastructure Europe
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
GRT	Gestionnaire de réseaux de transport
GSE	Gas Storage Europe
IFP	Institut Français du Pétrole
KW	Kilowatt
LGN	Liquides de Gaz Naturel. Hydrocarbures liquides
LNG	Liquified Natural Gas
MERN	Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles
MTA	institut de recherche et d'étude des mines
NOME	Loi relative à la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité.
O&G	Oil and Gas, le secteur du pétrole et du gaz
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries, en français OPEP
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole, en anglais OPEC
OSCE	Organisation pour la sécurité et la coopération en Europe
PMUM	Centre de règlement financier du marché
RTE	Réseau de transport d'électricité
SIGEIF	Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France
TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
TEAŞ	Société Anonyme de l'Électricité de la Turquie
TEAŞ	Société anonyme de la production et du transport de l'électricité de la Turquie

TEDAŞ	Société anonyme de la distribution d'électricité de la Turquie
TEK	Institut de l'Électricité de Turquie
TPAO	Société Anonyme du Pétrole de la Turquie
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UE	Union européenne
UFE	Union française de l'électricité
YEK	Certificat des ressources d'énergie renouvelables

**LA COMPARAISON DES PROCESSUS JURIDIQUES DE  
LA LIBÉRALISATION DES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER  
EN FRANCE ET EN TURQUIE**



## **SOMMAIRE**

### **SECTION PRÉLIMINAIRE - LES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER EN FRANCE ET EN TURQUIE AVANT LA LIBÉRALISATION**

CHAPITRE I - l'évolution historique de la structuration des secteurs électriques en France et en Turquie

SECTION 1. L'évolution historique de la structuration du secteur électrique en France

SECTION 2. L'évolution historique de la structuration du secteur électrique en Turquie

CHAPITRE II - l'évolution historique de la structuration des secteurs gaziers en France et en Turquie

SECTION 1. L'évolution historique de la structuration du secteur gazier en France

SECTION 2. L'évolution historique de la structuration du secteur gazier en Turquie

## **INTRODUCTION**

### **PREMIÈRE PARTIE - LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBÉRALISATION APPORTÉE PAR LES DIRECTIVES ÉLECTRIQUES EUROPÉENNES**

#### **TITRE I - LE PREMIER PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 96/92/CE**

CHAPITRE I - La directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

SECTION 1. Les composantes essentielles de la directive 96/92/CE

SECTION 2. Les obligations imposées et les options laissées aux États membres

CHAPITRE II - La transposition de la directive 96/92/CE en droit français : la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

SECTION 1. Les nouveautés apportées par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000

SECTION 2. La nouvelle structure et la régulation du marché électrique

CHAPITRE III - Les effets juridiques du premier paquet énergie sur le marché électrique turc

SECTION 1. La loi n° 4628 du 20 février 2001 sur le marché électrique turc

SECTION 2. L'Autorité de régulation du marché de l'énergie « EPDK »

#### **TITRE II - LE DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 2003/54/CE ET LE RÈGLEMENT N° 1228/2003**

CHAPITRE I - Le deuxième paquet énergie sur le marché intérieur de l'électricité : la directive 2003/54/CE et le règlement n° 1228/2003

SECTION 1. La directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

SECTION 2. Les lignes directrices du règlement n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

CHAPITRE II - Les effets juridiques de la deuxième directive énergie sur le marché électrique français

SECTION 1. La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au secteur public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

SECTION 2. Les autres lois entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergétique

CHAPITRE III - Les effets juridiques du deuxième paquet énergie sur le marché électrique turc

SECTION 1. Les modifications apportées dans la loi n° 4628

SECTION 2. D'autres législations entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergie

### **TITRE III - LE TROISIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DE L'ELECTRICITE**

CHAPITRE I - Le troisième paquet énergie concernant le marché électrique

SECTION 1. La directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

SECTION 2. Les règlements sous le régime du troisième paquet énergie

CHAPITRE II – Les effets du troisième paquet énergie sur le marché électrique en France

SECTION 1. La loi n° 2010-488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité « NOME »

SECTION 2. Le code de l'énergie

CHAPITRE III - Les effets de la directive 2009/72/CE sur le marché électrique en Turquie

SECTION 1. La nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique turc

SECTION 2. La bourse d'énergie « EPIAŞ »

### **SECONDE PARTIE - LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBERALISATION APORTEE PAR LES DIRECTIVES EUROPEENNES GAZIERES**

#### **TITRE I - LE PREMIER PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 98/30/CE**

CHAPITRE I - La directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

SECTION 1. L'organisation du marché gazier européen

SECTION 2. Les dérogations et la régulation du marché gazier

CHAPITRE II – Les effets juridiques de la directive 98/30/CE sur le marché gazier en France

SECTION 1. La situation du marché gazier en France avant la transposition de la première directive gazier

SECTION 2. La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

CHAPITRE III - La transposition de la directive 98/30/ce en droit turc : la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc

SECTION 1. Les lignes directrices de la loi n° 4646

SECTION 2. Les autres dispositions de la loi n° 4646

**TITRE II – LE DEUXIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 2003/55/CE ET LE RÈGLEMENT N° 1775/2005**

CHAPITRE I - La directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

SECTION 1. La directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

SECTION 2. Le règlement n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

CHAPITRE II - Les effets juridiques de la directive 2003/55/CE sur le marché gazier en France

SECTION 1. La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au secteur public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

SECTION 2. D'autres lois entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergétique

CHAPITRE III - Les effets juridiques du deuxième paquet énergie sur le marché gazier turc

SECTION 1. Les premières modifications juridiques apportées dans le marché gazier turc

SECTION 2. Les applications du droit de la concurrence dans le marché gazier turc

**TITRE III - LA TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTERIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIÈRES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 2009/73/CE ET LE RÈGLEMENT N° 715/2009**

CHAPITRE I - Le troisième paquet énergie sur le marché intérieur du gaz naturel : la directive 2009/73/CE et le règlement n° 715/2009

SECTION 1. La directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

SECTION 2 - Le règlement n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

CHAPITRE II - Les effets juridiques du troisième paquet énergie sur le marché gazier en France

SECTION 1 - Les dispositions relatives à la réorganisation du marché gazier français

SECTION 2. L'organisation des entreprises de transport du gaz naturel

CHAPITRE III - Les effets juridiques de la directive 2009/73/CE sur le marché gazier en Turquie

SECTION 1. Les premières modifications juridiques apportées dans le marché gazier turc

SECTION 2. L'analyse du projet de loi modifiant la loi sur le marché gazière turc

**CONCLUSION GÉNÉRALE**

# **LA COMPARAISON DES PROCESSUS JURIDIQUES DE LA LIBÉRALISATION DES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER : EN FRANCE ET EN TURQUIE**

Suite à la Deuxième Guerre mondiale, dans l'esprit des fondateurs de l'Union européenne, l'objectif était avant tout de parvenir à la paix et à la stabilité au sein de continent européen. À cet objectif, l'énergie a été considérée comme étant un élément fondateur et central à l'origine de l'idée de la construction d'une union européenne. C'est ainsi que l'énergie elle-même qui a fondé les Communautés européennes en 1954, avec la Communauté Européenne de Charbon et d'Acier.

L'Union européenne étant ouverte à tout pays européen démocratique, doté d'une économie de marché et possédant la capacité administrative nécessaire pour faire face aux droits et obligations découlant de l'adhésion, elle a pour objectif de créer un marché intérieur - unique de l'Union européenne (« UE ») dans chaque domaine.

Actuellement, la Turquie a le statut de pays candidat à l'UE et a relativement réalisé plein de réformes juridiques, politiques et économiques dans chaque domaine pour mieux s'adapter aux principes fondamentales et s'intégrer au marché intérieur européen. Notamment dans le domaine de l'énergie, la Turquie a effectué des modifications législatives dans ses lois et règlements en vue de parvenir au niveau de l'*acquis communautaire*<sup>1</sup> et mieux répondre aux besoins énergétiques du marché intérieur de l'énergie à la lumière des directives énergétique européennes. À cette fin, la Turquie travail pour développer ses législations d'avoir un marché de l'énergie libéral au niveau des pays européens comme en France. Ce travail doctorat a pour but d'analyser les démarches historiques de la libéralisation des marchés électriques et gaziers en France et en Turquie en comparant leurs structures et fonctionnements par rapport à l'un à l'autre.

---

<sup>1</sup> *Acquis communautaire* est utilisée en droit de l'Union européenne pour faire référence à l'ensemble du corpus juridique communautaire,

**SECTION PRÉLIMINAIRE**  
**LES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER**  
**EN FRANCE ET EN TURQUIE AVANT LA LIBÉRALISATION**

**CHAPITRE I**  
**L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DES**  
**SECTEURS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE**

Le secteur de l'énergie constitue dans le monde entier un champ particulièrement animé des débats politiques et économiques, tant sur son organisation industrielle que sa réglementation par les pouvoirs publics même si ces deux dernières s'influencent l'une l'autre mutuellement. L'organisation juridique et industrielle des secteurs de l'énergie dans les pays industrialisés, comme la France, et les pays en voie d'industrialisation, comme la Turquie, divergent à plusieurs points.

Actuellement, sous l'influence des institutions de l'Union européenne, le marché intérieur de l'énergie a vocation à être de nouveau régi par les lois du marché. L'histoire du marché de l'énergie se caractérise par un mouvement de balancier entre concurrence et monopole. Pour mieux comprendre les bouleversements induits par les directives énergétiques européennes ayant pour but de libéraliser et harmoniser les secteurs de l'énergie des États membres et candidats à l'Union européenne, et d'établir un marché intérieur de l'énergie, il importe d'analyser les évolutions historiques de la structuration des secteurs énergétiques, notamment électriques et gaziers en France et en Turquie.

Sous le premier titre, il convient d'élaborer tout d'abord de l'évolution historique de la structure du secteur électrique en France en traitant son origine et l'opérateur historique EDF et son fonctionnement (Section 1), et ensuite l'évolution historique de la structure du secteur électrique en Turquie, l'opérateur électrique monopole TEK et son fonctionnement (Section 2).

## SECTION 1.

# L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN FRANCE

Le secteur de l'électricité en France commença à se développer au milieu de XIXème siècle. L'insuffisance de la liberté de l'installation dans les activités de la distribution autant que celles de la production exigea l'intervention de l'État afin de mieux contrôler et coordonner les activités du secteur de l'électricité. La mise en place d'un système de concession pour la distribution d'électricité mena à l'intégration progressive du réseau de transport d'électricité.

Suite à la politique de nationalisation du secteur de l'électricité et du gaz naturel en France par la loi de nationalisation n° 46 - 628 du 8 avril 1946 (« la loi de nationalisation »), seules quelques grandes entreprises contrôlaient la majorité des opérateurs.<sup>2</sup> La loi de nationalisation donna un cadre commun à EDF et à GDF, mais sans unifier le droit de l'électricité et le droit du gaz.<sup>3</sup> Cette tendance de monopole engendra un vaste mouvement de concentration économique et également forma la structure du marché énergétique en France. C'est la raison pour laquelle sous cette section il convient d'évoquer le fonctionnement (§ 2) et l'origine du secteur de l'électricité en France et l'opérateur historique EDF (§ 1).

### **§ 1. L'origine du secteur électrique et l'opérateur historique « EDF »**

Suite à l'adoption de la loi du 15 juin 1906<sup>4</sup> sur les distributions d'énergie, les activités de l'électricité ont été considérées en tant qu'un service public et les entreprises de distribution d'électricité ont bénéficié d'un monopole *de fait* pour l'éclairage. La loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie réglementait la classification des distributions d'énergie électrique, des ouvrages de transport et de distribution d'énergie établis sous le régime des permissions de voie, des ouvrages de transport et de distribution d'énergie électrique établis exclusivement sur des terrains privés sous le régime de l'autorisation et des concessions simples sans déclaration d'utilité publique et le régime des concessions déclarées d'utilité publique et les conditions communes à l'établissement et à l'exploitation des

---

<sup>2</sup> La loi du 15 juin 1906 modifiée sur les distributions d'énergie, JO du 17 juin 1906, p.4105, la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, JO du 18 octobre 1919, p.11523 ou encore la loi du 19 juillet 1922 autorisant la création de réseaux de transport électrique à haute tension, JO du 21 juillet 1922, p. 7622.

<sup>3</sup> SABLIERE Pierre, Droit de l'énergie, Dalloz, novembre 2013, p. 7.

<sup>4</sup> La plupart des articles de la loi du 15 Juin 1906 sur les distributions d'énergie a été abrogé par l'article 4 de l'Ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 (Journal Officiel n° 108 du 10 mai 2011) sous réserve des dispositions mentionnées à l'article 6 et 12 de ladite ordonnance.

distributions sous le régime des permissions de voirie ou des concessions. La notion d'utilité publique en faveur des concessionnaires a été renforcée par la loi du 19 juillet 1922 autorisant la création de réseaux de transport d'électricité à haute tension.

C'est ainsi que le secteur de l'électricité en France trouve son origine législative dans les lois antérieures à la loi de nationalisation du 8 avril 1946.<sup>5</sup> Pour évoquer l'évolution historique de la structuration du secteur français de l'électricité avant le processus de libéralisation envisagé par les directives énergétiques européennes et l'organisation juridique du secteur électrique français reposant sur l'opérateur historique Électricité de France (ci-après dénommée « EDF ») créée par la loi de nationalisation, il convient d'analyser non seulement l'opérateur monopole EDF quasi-complet de la production à la distribution en passant par le transport<sup>6</sup> (B), mais aussi l'origine du secteur de l'électricité en France (A).

## **A. L'origine du secteur de l'électricité en France**

Le décret du 15 mai 1888 subordonna à la déclaration préalable « *les installations de conducteurs électriques destinés au transport de la force ou à la production de la lumière* ». <sup>7</sup> Ensuite, la loi du 25 juin 1895 a été adoptée afin de définir le cadre général des distributions de l'électricité et la loi de 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie lui a succédé.

La loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique définit le statut des eaux en fonction de la possibilité d'utilisation industrielle de l'énergie qu'elle contient et crée un régime de concessions délivrées par l'État. La loi du 19 juillet 1922 autorisant la création de réseaux de transport d'énergie électrique à haute tension, marque les grandes étapes de la prise de contrôle du secteur électrique par la puissance publique. La prochaine étape de l'augmentation de la surveillance étatique sur le secteur électrique était les décrets-lois de 1935 ayant vocation à baisser les prix de façon autoritaire.

Le décret-loi du 16 juillet 1935 visa à construire la « *Caisse de compensation des distributions d'énergie électrique* » pour aboutir à une péréquation tarifaire et un « *Conseil Supérieur de l'Électricité* ». Le décret-loi du 30 octobre 1935 créa un régime d'autorisation

---

<sup>5</sup> MANDIL Claude, « Rapport du groupe de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française », C.J.E.G. avril 1994, p. 156, « Le système électrique et gazier français résulte pour l'essentiel de la loi de nationalisation de 1946 qui a créé les deux grands services nationaux: Electricité de France et Gaz de France. »

<sup>6</sup> BELTRAN Alain, PICARD Jean-François et BUNGENER Martine, « Histoire(s) de l'E.D.F. : Comment se sont prises les décisions de 1946 à nos jours », Paris, Dunod, 1985; A. BELTRAN et J.-P. WILLIOT, « Le noir et le bleu, 40 ans d'histoire de Gaz de France », BELFOND Pierre, 1993; F.CARON et F.CARDON, « Histoire de l'électricité en France », t.1 (1881-1918), Fayard, 1991; S. DEGLAIRE et E. BORDIER, « Électricité, service public », t.1 et 2, Paris, éd. Berger - Levrault, 1963; SABLIERE Pierre, « La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », CJEG, hors-série, 1993.

<sup>7</sup> Par exemple, en 1889 et 1890 la ville de Paris concéda la distribution d'électricité à six secteurs. En 1914, deux grandes usines à Saint-Ouen et à Issy-les Moulineaux alimentèrent Paris. Les sociétés privées s'étaient groupées dans le « *Syndicat Professionnel des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique* ».



préalable en matière de production de l'électricité par des centrales thermique dès lors que leur puissance dépasse 1000 KW, et puis la composition des tarifs d'électricité et leur structure par le décret du 10 mars 1936 et un fonds d'amortissement des charges d'électrification rurale a été constitué en 1937.

Ensuite, le « *Programme 38* »<sup>8</sup> de cinq ans appelé « *le décret-loi des trois milliards* »<sup>9</sup> est entré en vigueur pour faire des nouveaux investissements sur l'extension des réseaux de transport d'électricité par la construction de plus de quatre mille kilomètres de lignes nécessaires à l'interconnexion des différents réseaux et sur l'intensification de la production de l'énergie hydraulique.<sup>10</sup> Ledit décret visant à développer un dispatching national et à assurer la répartition adéquate de l'électricité hydraulique sur le territoire français imposait de construire les nouveaux réseaux d'interconnexion et un nouvel équipement hydraulique par le biais de la facilitation des réglementations, de la bonification de taux d'intérêt et des aides remboursables en actions en faveur des investisseurs dans le secteur énergétique.

La loi du 30 avril 1941<sup>11</sup> relative à l'organisation du secrétariat d'État à la production industrielle a prévu une direction de l'électricité qui a permis au régime de Vichy de poursuivre le mouvement de nationalisation du système électrique. Sous l'influence des réflexions du Conseil National de la Résistance, la loi du 14 septembre 1941<sup>12</sup> procéda à la concentration des sociétés de transport d'électricité.

Après la Première Guerre Mondiale, l'idée de nationaliser les secteurs essentiels pour le développement de la France fit son apparition. Les travaux parlementaires pour la nationalisation furent lancés en 1945. Durant les travaux préparatoires de la loi de nationalisation, Paul RAMADIER prépara un rapport sur la proposition de la loi de

---

<sup>8</sup> Signé le 17 juin 1938 relatif aux mesures destinées à assurer le développement de l'équipement électrique par le Gouvernement d'Édouard Daladier.

<sup>9</sup> BELTRAN Alain, PICARD Jean - François, BUNGENER Martine, « Histoire de l'EDF, Comment se sont prises les décisions de 1946 à nos jours », Dunod Paris, 1985, p. 19. Il repose pour moitié sur l'aménagement des chutes d'eau et pour l'autre moitié sur le développement de lignes d'interconnexion à très haute tension. Parmi les sites les plus importants à aménager, il faut citer Génissait (confié à la Compagnie Nationale du Rhône), la chute l'Aigle (qui revient à une société d'économie mixte: « l'Énergie Électrique de la Moyenne Dordogne », celle du Portillon, etc. Un des éléments les plus remarquables du « Programme 38 » réside dans le fait qu'il a su recueillir une large approbation.

<sup>10</sup> 4,2 milliards de kilowattheures de capacités nouvelles.

<sup>11</sup> SABLIERE Pierre, dans le numéro hors série des CJEG de février 1993 relatif à la « Loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », p. 12 « *Le régime Vichy devait continuer dans la même voie notamment avec la loi du 30 avril 1941 organisant le Secrétariat d'Etat à la production industrielle (avec en particulier et pour la première fois une Direction de l'Électricité) et la loi du 14 septembre 1941 concentrant les sociétés de transport d'électricité* ».

<sup>12</sup> La loi du 14 septembre 1941 sur les installations de transport d'énergie électrique à très haute tension.

nationalisation. Sur la base de ce rapport, la loi de nationalisation, a été votée le 8 avril 1946 et complétée par 36 décrets et 3 arrêtés dont certains ont été abrogés.<sup>13</sup>

## 1. Les concessions du secteur de l'électricité en France

La concession de service public en France est traditionnellement considérée comme un mode de gestion du service public qui consiste en ce qu'un concédant, une collectivité publique, charge un concessionnaire, une personne privée<sup>14</sup>, par un contrat de concession afin de faire assurer le bon fonctionnement du service public à ses frais et risques, et en se rémunérant au moyen de redevances perçues sur les usagers. L'administration concédant protège son concessionnaire vis-à-vis des tiers concurrents et de concédant lui-même.<sup>15</sup>

Par ailleurs, les concessions de production, de transport et de distribution d'électricité offraient aux concessionnaires un véritable monopole naturel sur le territoire concédé.<sup>16</sup> En tant que garant, l'État contrôlait les tarifs, orientait les investissements et exerçait le rôle de régulateur.<sup>17</sup>

Si bien que la loi du 15 juin 1906 ne définit pas le transport et l'interconnexion d'électricité, elle n'élaborait que des concessions de distribution.<sup>18</sup> Les premiers types de concessions étaient celles de « *distribution* » accordées par les communes, les groupements de communes ou par l'État. L'objectif de la concession était déterminé en tant que « *l'éclairage public, la distribution pour tous usages autres que l'éclairage public ou privé ou de la fourniture d'énergie aux particuliers* ». <sup>19</sup>

Le décret-loi du 12 novembre 1938 limita aux personnes de nationalité française l'octroi des concessions de service public. Néanmoins, le décret du 15 avril 1970 permet aux

---

<sup>13</sup> BEATRIX M. A., « L'industrie électrique en France avant et après la nationalisation », Thèse pour le doctorat en droit présentée et soutenue le 2 décembre 1948, Université de Paris, Faculté de droit. « .. la concession qui est le régime le plus fréquemment utilisé pour l'industrie électrique. C'est un régime résultant d'une entente entre une personne ou une société et une autorité publique aux termes de laquelle celle-ci confie à celle-là, pendant un temps limité et à des conditions déterminées, le soin d'établir et d'exploiter à ses frais et risques la march d'un service public ». p. 25.

<sup>14</sup> Certaines personnes morales de droit public - comme EDF - assurent également la charge d'une concession.

<sup>15</sup> MANDIL Claude, « Rapport du group de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française », C.J.E.G. avril 1994, p. 169, « *L'approvisionnement en gaz et en électricité des consommateurs français tient compte des missions de service public, parce que cet approvisionnement est essentiel pour l'économie et la vie de tous. À ce titre, la puissance publique garantit, par ses initiatives, la satisfaction de certains intérêts généraux jugés prioritaires dans le secteur: la continuité pour la sécurité d'approvisionnement, le service universel, l'égalité de traitement* ».

<sup>16</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 33 « *La suppression des droits exclusifs dans toutes les activités qui ne relèvent pas d'un monopole naturel, c'est-à-dire où l'existence d'un opérateur unique n'est pas justifiée par un avantage économique avéré. Il s'agit principalement de la construction des ouvrages, de l'importation, de l'exportation et de la production d'énergie* ».

<sup>17</sup> ANGELIER Jean-Pierre, L'économie des industries de réseau, Presses Universitaires de Grenoble, 2007, p. 50.

<sup>18</sup> C'est en 1975 qu'il fut décidé d'établir un « schéma directeur » national pour l'horizon 2000 en cohérence avec les interconnexions internationales existantes ou envisageables.

<sup>19</sup> Le nouveau modèle de cahier des charges pour la concession à Électricité de France de la distribution publique d'électricité, C.J.E.G. janvier 1993, p. 1.

ressortissants européens d'être concessionnaires pour une série d'activités, dont le transport et la distribution d'électricité et du gaz.<sup>20</sup>

Dans le secteur de l'électricité en France, l'EDF est devenu le concessionnaire de l'État pour la production hydroélectrique, le transport et celui des collectivités locales pour la distribution d'électricité. Issue du premier cahier des charges type de 1956, la concession du réseau d'alimentation générale accordée à EDF par l'État pour une durée de soixante-quinze ans<sup>21</sup>, résulte de la fusion des concessions de distribution aux services publics et de transport transférées à EDF par la loi de nationalisation. Quant à la « *régie communale* »<sup>22</sup> et aux « *permissions de voirie* » accordées aux industriels prenant en charge l'établissement et le fonctionnement des réseaux, ils étaient des concessions de distribution publique d'électricité.

La loi du 15 juin 1906 apporta le régime des concessions simples sans déclaration d'utilité publique dans son article 6.<sup>23</sup> Selon cette disposition, la concession est en principe attribuée par la commune, l'État n'y intervient qu'en cas de carence des collectivités locales ou dans une situation où la concession dépasse la frontière locale. En outre, la même disposition prévoit que toute concession est soumise aux clauses d'un cahier des charges et pose ce principe susvisé selon lequel les cahiers des charges des concessions de distribution devaient être conformes « *à l'un des types approuvés par le décret délibéré en Conseil d'État* ». Le dernier alinéa de l'article 7<sup>24</sup> de la loi du 15 juin 1906 précise également que si le cahier des charges devait comporter des dérogations ou des modifications par rapport à ce cahier des charges type, il ne pourrait devenir définitif « *qu'après avoir été approuvé par un décret délibéré en Conseil d'État* ».

La loi du 19 juillet 1922 autorisant la création de réseaux de transport d'énergie électrique à haute tension, modifia la loi du 15 juin 1906 afin d'attribuer à l'État le pouvoir de rendre obligatoire la création des organismes communs aux concessionnaires pour permettre

---

<sup>20</sup> Le Conseil d'État a considéré que « *Le décret du 12 novembre 1938, même après la réduction du champ d'application qui résulte du décret du 15 avril 1970, n'est pas compatible avec l'article 7 du Traité CEE qui prohibe toute discrimination fondée sur la nationalité* ».

<sup>21</sup> Par la convention du 27 novembre 1958 qui était annexé le cahier des charges type de la concession.

<sup>22</sup> Prévue par l'arrêt du Conseil d'État du 6 avril 1900, Commune de Saint-Léonard.

<sup>23</sup> L'article 6 de la loi du 15 juin 1906 prévoit que « *La concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'État dans les autres cas. Toute concession est soumise aux clauses d'un cahier des charges conforme à l'un des types approuvés par décret délibéré en Conseil d'État, sauf les dérogations ou modifications qui seraient expressément formulées dans les conditions passées au sujet de ladite concession* ». Cet article a été tout d'abord modifié par l'article 188 de la loi du 16 avril 1930 et l'article 1<sup>er</sup> du décret n° 71 - 757 du 9 septembre 1971, et finalement abrogé par l'article 4 de l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.

<sup>24</sup> L'article 7, dernier alinéa de la loi du 15 juin 1906 dispose que « *Si l'acte de concession passé par le ministre, le préfet, le maire ou le président du comité du syndicat de communes comporte des dérogations ou modifications au cahier des charges type, il ne devient définitif qu'après avoir été approuvé par un décret délibéré en Conseil d'État* ».

la construction et l'exploitation des réseaux de transport.<sup>25</sup> Le pouvoir public rédigea un cahier des charges « *modèle* ». Chaque cahier des charges était approuvé par décret en Conseil d'État.<sup>26</sup> La plupart des concessions se sont réunies sous la structure du « *réseau d'alimentation générale* ».

Lors de la création d'EDF, les pouvoirs publics ont préféré de maintenir le pouvoir des collectivités locales en tant qu'autorités concédantes pour conforter le partenariat avec les communes et ont préservé le régime de la concession par l'article 36<sup>27</sup> de la loi de nationalisation, et le transfert des concessions existantes à EDF a été considéré en tant que « *cessionnaire obligé* ». À la veille de la nationalisation, il existait trois types de concessions: la concession de transport, celle de distribution publique d'énergie chargée de la vente aux consommateurs finals, et celle de distribution publique d'énergie par des réseaux de haute et moyenne tension.<sup>28</sup>

Le décret n° 56 - 1225 du 28 novembre 1956<sup>29</sup> prévoit dans son second article que « *la concession comprendra les lignes, postes et, d'une façon générale, tous les ouvrages électriques qui seront nécessaires au service concédé* ».

Des nouveaux cahiers des charges types établis par un règlement d'administration publique ont été prévus par l'article 37<sup>30</sup> de la loi de nationalisation. Par la suite, le cahier des charges type a été approuvé par le décret n° 60 - 1288 du 22 novembre 1960.<sup>31</sup>

---

<sup>25</sup> Le décret du 29 juillet 1927 portant RAP pour l'application de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie ne prévoyait pas des concessions de transport. Vers la future organisation électrique française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 27.

<sup>26</sup> BEATRIX M. A., « *L'industrie électrique en France avant et après la nationalisation* », Thèse pour le doctorat en droit présentée et soutenue le 2 décembre 1948, Université de Paris, Faculté de droit. « *Une convention et un cahier des charges sanctionnent les accords de concession. Le cahier des charges est établi suivant un type approuvé par décret en Conseil d'État. Il n'est possible d'y déroger que par une procédure compliquée prévoyant l'approbation de la concession par un décret, lui-même délibéré en Conseil d'État* ». p. 26.

<sup>27</sup> L'article 36 de la loi du 8 avril 1946 dispose que « *Les établissements publics auxquels sont transférées les concessions d'électricité ou de gaz nationalisées en vertu de la présente loi devront observer les dispositions des cahiers des charges en vigueur. L'État, les collectivités locales et, le cas échéant, les tiers conservent tous les droits résultant de ces cahiers des charges et de toutes autres conventions. Sauf convention expresse contraire, les collectivités locales restent propriétaires des installations qui leur appartiennent, ou de celles qui, exploitées sous le régime de l'affermage ou de la concession, devraient leur revenir gratuitement à l'expiration du contrat. Les collectivités locales concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. Les rapports et comptes annuels du service de distribution concessionnaire sont communiqués à la collectivité concédante qui saisit de son avis motivé le conseil d'administration de l'Électricité de France ou du Gaz de France* ».

<sup>28</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1952, p. 56. « *La loi de nationalisation n'a pas abrogé le régime de concession défini par la loi du 15 juin 1906. Ce sont donc toujours les cahiers des charges de concession qui définissent les obligations auxquelles sont soumis EDF et GDF. Ce régime a toutefois connu des évolutions au cours des quarante dernières années* ».

<sup>29</sup> Le décret n° 56 - 1225 du 28 novembre 1956 pris pour l'application de l'article 37 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, approuvant le cahier des charges type de la concession à Électricité de France « *Service national* » du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, et fixant les conditions de mise en vigueur du cahier des charges de ladite concession par révision des cahiers des charges des concessions existantes.

<sup>30</sup> Il s'agit d'article 37 de la loi du 8 avril 1946 qui dispose qu'« *Un règlement d'administration publique établira de nouveaux cahiers des charges types. Dans un délai de six mois à partir de la publication de ce règlement, l'autorité concédante ou l'établissement public concessionnaire pourra demander la révision du cahier des charges en vigueur. Le règlement d'administration publique prévu à l'alinéa 1<sup>er</sup> déterminera les conditions de cette révision. En cas de révision, à l'expiration de la concession ou en de reprise des ouvrages concédés par les collectivités locales selon les dispositions du cahier des charges, il sera statué à défaut d'accord et à la requête de la partie la plus diligente par le Conseil supérieur de l'Électricité et du Gaz* ».

Quant au projet de regroupement d'environ quatorze mille concessions existantes, il n'a pas pu être réussi malgré plusieurs tentatives prévues par les nouveaux cahiers des charges édictés entre les années 1971 et 1977.

La décentralisation issue de la loi de 1982 qui confère aux villes, aux départements et aux régions des pouvoirs nouveaux ouvra des perspectives institutionnelles nouvelles dans le secteur de l'énergie en France qui est un pays d'ancienne tradition étatique et centralisée. La mutation institutionnelle a conduit EDF à vouloir négocier les traités de concession de distribution avec les municipalités rendus obsolètes du fait de la nationalisation.<sup>32</sup> Suite à la loi de décentralisation de 1982, il est mis en place une obligation de conformité des cahiers des charges de concession à un cahier des charges types. C'est ainsi que dans les relations avec les collectivités locales, la notion de « *cahier des charges types* » a disparue.

## 2. Les distributeurs non-nationalisés

Les distributeurs non-nationalisés « DNN » qui se sont maintenues sur le secteur de l'énergie grâce à certaines exceptions prévues dans les articles 8 et 23 de la loi de la nationalisation, représentent 19 entités indépendantes, disposant de la concession de distribution sur le territoire de 2789 communes. Il existait des régies municipales de distribution ou de régies départementales et coopératives rurales. Parmi les principaux nous pouvons citer Metz, Grenoble, Électricité de Strasbourg qui a été contrôlée à 67 % par EDF, celle des Deux-Sèvres, les sociétés d'intérêt collectif agricole.<sup>33</sup>

À propos de leurs statuts, le Conseil d'État a admis qu'« *à condition de ne pas modifier leurs attributions et leurs zones géographiques de compétence, ces opérateurs, quels qu'ils soient, pouvait changer de statut juridique dès lors qu'ils restaient sous le contrôle des collectivités territoriales qui les avaient institués* ».<sup>34</sup>

Les producteurs non-nationalisés étaient les centrales thermiques des Houillères des Charbonnages de France (3 GWe, 2% de la production), centrales hydrauliques de la SNCF et petites centrales (1 GWe, 1% de la production), centrales hydrauliques de la Compagnie Nationale du Rhône liées contractuellement à EDF (3 GWe, 16 TWh soit 4% de la production), autoproducteurs industriels.

---

<sup>31</sup> VIROLEIE J., « Le cahier des charges type pour les distributions publiques d'énergie électrique concédées à EDF », AJDA, 1961, p. 397.

<sup>32</sup> Le nouveau modèle de cahier des charges pour la concession à Électricité de France de la distribution publique d'électricité, C.J.E.G. janvier 1993, p. 3.

<sup>33</sup> GOURLOY G., « Société d'intérêt collectif agricole », J. Cl. Rural, 1992.

<sup>34</sup> SABLIERE P., « Droit de l'Électricité, Textes et Commentaires », Dalloz, première édition, 2003, p. 1333.

Parmi les exceptions au monopole de production d'EDF, il convient également de citer les installations de production indépendante de puissance inférieure à 8000 KVA et les installations industrielles de cogénération autorisés par la loi Armengaud du 2 août 1949.<sup>35</sup> À cette époque, les producteurs indépendants n'ont pas eu le droit d'utiliser le réseau de transport EDF sauf que les auto-producteurs industriels desservaient trois sites à partir d'une seule centrale.<sup>36</sup> Les installations d'autoproduction industrielle et de cogénération contribuaient à 2,7 % de la production totale de 1,5 TWh. Les producteurs indépendants étant essentiellement les petites centrales hydrauliques vendaient leur électricité au réseau d'EDF.

La Compagnie Nationale du Rhône (« CnR »), en application de la loi du 27 mai 1921 approuvant le programme des travaux d'aménagement du Rhône, de la frontière suisse à la mer, au triple point de vue des forces motrices, de la navigation et des irrigations et autres utilisations agricoles, et créant les ressources financières correspondantes, entreprise non-nationalisée, la CnR a été créée sous forme de société anonyme d'intérêt général en 1933.

La CnR a été maintenue par l'État comme une concession générale de force hydraulique pour l'ensemble de cet aménagement<sup>37</sup> et est restée une « *société anonyme d'intérêt général* » jusqu'en juin 2003. La loi de 1921 prévoyait l'intervention active de l'État dans le financement des travaux au travers d'un capital d'obligations qui explique sa forte emprise par l'intermédiaire de tutelles et contrôles sur la CnR.

Pierre BENAZET explique qu' « à la *Compagnie nationale du Rhône, il y a toujours eu un commissaire du Gouvernement, obligatoire en vertu du décret du 18 octobre 1923 qui définit, dans son titre 3, la représentation de l'État obligatoire dans les sociétés d'économie mixte créées en vertu de la loi du 16 octobre 1919, sociétés dont fait partie la Compagnie nationale du Rhône* ». <sup>38</sup>

Le Charbonnages de France (« CdF ») et la Société nationale d'électricité et de thermique (« Snet »), les services de production d'électricité et de gaz appartenant aux Houillères nationales restant leur propriété ont été gérés sous l'autorité du service national

---

<sup>35</sup> La loi n° 49 - 1090 du 2 août 1949 dite Armengaud portant modification des articles 8 (alinéa 2 à 5), 23 (alinéa 1), 46 § 4 et 47 § 3 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>36</sup> Cette règle s'appelle des « trois points ».

<sup>37</sup> SABLIERE P., « Droit de l'Électricité, Textes et Commentaires », Dalloz, Première Edition, 2003, p. 1357 « *La concession générale fut délivrée par décret du 5 juin 1934, les conditions d'application de la loi de 1921 ayant précédemment fait l'objet d'un décret du 13 janvier 1931. La nationalisation de 1946 aurait dû logiquement voir le transfert de la CnR à EDF mais l'article 41 de la loi du 8 avril 1946 devait en définitive repousser sa liquidation à une loi ultérieure qui n'intervient pas. Il en résulta pour la CnR un statut très particulier puisque, producteur d'électricité, elle ne pouvait en disposer du fait du monopole de transport et de distribution dévolu à EDF. A partir de 1948, des protocoles furent donc signés entre les deux entreprises afin de prévoir qu'EDF rembourserait à la CnR l'ensemble des emprunts liés aux investissements dus à l'aménagement des barrages du Rhône, l'électricité produite étant contrepartie, mise à disposition d'EDF* ».

<sup>38</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'État sur les entreprises publiques du secteur de l'énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 221. L'article 8 de la loi de nationalisation.

compétent par un comité mixte.<sup>39</sup> Ce dernier était composé par moitié de membres désignés par EDF et par CdF, le président étant nommé par le ministre de l'industrie parmi les membres représentant EDF.

SNCF et La Société Hydroélectrique du Midi (« Shem »), les services de production d'électricité appartenant à la SNCF restaient leur propriété, mais devaient être gérés sous l'égide d'EDF par un comité fixe. Les services de production d'électricité de la SNCF étaient visés par des directives données par EDF en vue de la meilleure utilisation des ressources en énergie électrique. Le décret n° 48 - 62 du 12 janvier 1948 exigeait le transfert des lignes électriques à 150 et 220 kV qui restaient malgré le transfert de la propriété de la SNCF.

Le décret du 16 juillet 1935 a institué le Conseil Supérieur de l'Électricité qui devait présenter « *à la fois les intérêts généraux de la Nation, des consommateurs et des diverses industries électriques* » et opérer les regroupements, arbitrer les conflits, discipliner la production, le transport et la distribution comme étant un organe de régulation. Le Conseil Supérieur de l'Électricité et du Gaz a été supprimé par la loi du 9 novembre 1940 du Gouvernement de Vichy et a été rétabli sous une nouvelle forme par l'article 45 de la loi de nationalisation.<sup>40</sup>

## **B. Électricité de France « EDF »**

La loi de nationalisation constitua l'aboutissement d'un processus de l'organisation monopolistique du secteur électrique sous un nouveau modèle géré par la puissance publique, doté par des droits spéciaux et exclusifs provenant de sa nature de service public de l'électricité exercé sur le territoire français dans le but de garantir l'intérêt général.

Ayant pour but d'assurer une desserte en électricité de l'ensemble du territoire national et des tarifs accessible pour tous, l'État choisit à suivre une politique monopolistique pour le secteur électrique en créant EDF par la volonté du Général de Gaulle et de son Ministre de l'Industrie, Marcel Paul. Il convient tout d'abord d'évoquer l'émergence et l'évolution de l'EDF (A) et ensuite son fonctionnement (B).

### **1. L'émergence et l'évolution de l'EDF**

---

<sup>39</sup> SCHEURER Fernand, Histoire des centrales thermiques, Bulletin d'histoire de l'électricité, décembre 1987.

<sup>40</sup> L'article 45 de la loi 8 avril 1946 dispose qu' « *Il est créé dès la promulgation de la présente loi un Conseil supérieur de l'électricité et du gaz qui sera consulté lors de l'élaboration des textes d'application de la présente loi et ultérieurement sur tous les décrets intéressant le gaz et l'électricité. Ce conseil sera organisé par un décret. Le conseil supérieur de l'électricité et du gaz arbitrerá en dernier ressort les conflits qui peuvent survenir entre les divers établissements créés par la présente loi et les autorités concédantes. Il sera composé par parties égales de représentants: du parlement; de l'administration; des collectivités locales; des usagers; des services nationaux; du personnel* ».

La nationalisation de l'électricité en 1946 était un phénomène inséparable de la grande vague de nationalisation née des réflexions du conseil national de la résistance après la Deuxième Guerre mondiale pour renforcer l'essor de la France sur le secteur de l'énergie. D'après Paul Ramadier, rapporteur de la loi de nationalisation, la nationalisation du secteur de l'électricité était une nécessité absolue pour la France.<sup>41</sup> Suite à l'entrée en vigueur de la loi de nationalisation, tous les divers opérateurs de la production, du transport et de la distribution d'électricité ont été regroupés sous la même organisation : *EDF service national*.

Après la Deuxième Guerre mondiale, dans le cadre du programme de la modernisation du pays, l'État détermina les politiques d'approvisionnement énergétique et a pris en charge la construction de nouveaux réseaux et la formation du maillage pour satisfaire les besoins énergétiques nationaux.

À cette époque la problématique primordiale est apparue : « *Comment faut-il organiser la nationalisation du secteur énergétique ? Deux établissements distincts pour l'électricité et le gaz ?* ». Le gouvernement de Paul Ramadier était plus favorable à l'idée de la séparation des secteurs « *électrique et gazier* ».

La loi de nationalisation prévoyait la séparation des secteurs électriques et gaziers, mais aussi la répartition des activités de production en six secteurs autonomes et la constitution d'établissements publics de distribution indépendants, mais la plupart de ces dispositions de la loi de nationalisation n'ont pu trouver à s'appliquer. En vertu de l'article 2 §1 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, EDF et GDF ont été construites en tant que deux établissements publics à caractère industriel et commercial.

L'article 5 de la loi de 1946 disposa que « *Des conventions particulières pourront intervenir entre les établissements publics prévus par la présente loi pour l'organisation de services communs, ou le transfert à l'un d'eux de services qu'il peut gérer plus aisément qui était de la compétence légale ou réglementaire d'un autre* ». L'objectif principal de cette disposition est de mettre à profit pour instituer non seulement des directions « *mixtes* » pour ce qui est de la gestion du personnel ou des affaires générales, mais également des services de distribution.

---

<sup>41</sup> Le rapport de Paul Ramadier, au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle, sur le projet de loi du gouvernement et les propositions des partis socialiste, communiste, MRP, UDSR et de la CFTC, déposé sur le bureau de l'Assemblée nationale constituante le 13 mars 1946, les documents de l'Assemblée nationale constituante, annexe n° 655, produit par Pierre Sablière dans le numéro hors série des CJEG de février 1993 relatif à la « loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », p. 621 - 679.



La loi de nationalisation a créé un cadre d'activités laissant aux acteurs du marché de l'énergie des marges de manœuvre non-négligeables que ceux-ci sont utilisés pour produire un système original, dans lequel l'entreprise publique joue un rôle prépondérant.

Au cours de l'organisation de la Nation en France, il existait la dizaine de groupes de production et du transport dominant le secteur électrique qui avaient achevé la plupart de l'interconnexion des grands pôles de production et de consommation au niveau national. On compte 1 500 sociétés dont près de 1 150 pour la seule distribution, 154 pour la production et 86 pour le transport d'électricité. Avant la Deuxième Guerre mondiale, le secteur électrique était à capitaux quasi-totalité privés. À partir du décret-loi de 1935 les collectivités locales ont constitué un contrôle national de la production thermique, et ont fixé les tarifs.

Selon la loi du 30 avril 1941 organisant le secrétariat d'État à la production industrielle le régime de Vichy suit la politique de nationalisation du secteur électrique. Sous les dispositions de la loi de nationalisation, EDF a intégré les activités de production, transport et distribution de l'électricité. Le modèle EDF provenait de l'ensemble de ses caractéristiques *sui generis* au moment de sa création.

Ayant dimension industrielle et commerciale, EDF a été créé sous la forme de l'établissement public de l'État en situation de monopole et doté du pouvoir public afin de satisfaire aux besoins énergétiques dans le respect de la notion de service public qui l'obligea à suivre les principes tels qu'un système de péréquation tarifaire, la non-discrimination, la sécurité d'approvisionnement du pays, l'optimisation des choix d'investissement pour la production de l'électricité.<sup>42</sup> En France, les trois traits distinctifs fondamentaux d'un service public sont identifiés dans le Traité de droit constitutionnel de Léon Duguit en 1928: la continuité, l'égalité de traitement, l'adaptabilité. Selon le principe de la continuité, les services publics doivent être offerts sans interruption puisqu'ils satisfont des besoins essentiels des usagers. L'égalité de traitement des usagers<sup>43</sup> placés dans des situations similaires doivent être traités de la même façon est un deuxième principe du service public. Quant à l'adaptabilité, le service public doit rester de qualité quant les techniques et les besoins changent.

---

<sup>42</sup> ANGELIER Jean-Pierre, L'économie des industries de réseau, Presses Universitaires de Grenoble, 2007, p. 56. « *La notion de service public a un contenu proche du terme de utilities dans les pays anglo-saxons, du principe de services d'intérêt général du droit communautaire européen.* »

<sup>43</sup> La notion d'égalité entre citoyens est transposée à l'économie, se pose la question de la péréquation des tarifs, des subventions croisées entre usagers, ceux qui sont situés en zone urbaine dense subventionnent ceux qui habitent les zones rurales.

Le Plan Monnet<sup>44</sup> de 1946, le premier plan français autour de six secteurs prioritaires dont l'un était le secteur de l'électricité, dans le cadre de son objectif quantitatif de modernisation et de reconstruction de la France, il donnait la priorité à l'hydroélectricité dans le but d'assurer une indépendance énergétique<sup>45</sup> gravement compromise par la pénurie charbonnière et a permis à EDF de bénéficier des aides pour réaliser son programme d'équipements. Le Plan Monnet fixa ainsi des objectifs ambitieux d'accroissement en cinq ans de 10 milliards de kWh pour la production hydraulique et de 6 milliards de kWh pour la production thermique.

Le plan Marshall donna à EDF plus de capacité financière pour qu'il réalise ses projets en acquérant des équipements électrotechniques lourds aux États-Unis. Afin de mieux comprendre l'émergence d'EDF, il importe d'analyser son statut juridique et sa gestion financière. Quant au statut juridique d'« EDF », ce dernier a été créé et est resté sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC ») issu de la nationalisation des actifs des sociétés d'électricité antérieurement constituées dès lors que ces actifs ont paru nécessaires au fonctionnement du service public.<sup>46</sup>

L'article 1<sup>47</sup> de la loi de nationalisation a créé un quasi-monopole pour EDF et GDF. L'idée de construire une « *régie de l'électricité et du gaz* », qui provient du premier alinéa de l'article 2 de la loi de nationalisation n'a pas été soutenue par le rapporteur Paul Ramadier. D'après lui, il était plus logique de construire deux établissements séparés qui seront en charge du secteur électrique et du gaz, qui auront un lien fort entre eux, notamment au niveau de la distribution. En vertu du premier alinéa de l'article 2 de la loi de nationalisation, « *La gestion des entreprises nationalisées d'électricité est confiée à un établissement public national de caractère industriel et commercial dénommé 'Électricité de France, (E.D.F.), Service National'* »

---

<sup>44</sup> MIOCHE P., « Le Plan Monnet : genèse et élaboration (1941-1947) », Paris, Publications de la Sorbonne, 1987.

<sup>45</sup> ARTUS Patrick, D'AUTUME Antoine, CHALMIN Phillipe, CHEVALIER Jean-Marie, Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil, Conseil d'Analyse Économique, La Documentation Française, septembre 2010, p. 255, disponible sur <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/104000475/0000.pdf> (consulté le 30 décembre 2014).

<sup>46</sup> SABLIERE P., « Droit de l'électricité, Textes et Commentaires », Dalloz, Première Edition, 2003, Paris.

<sup>47</sup> L'article 1 de la loi du 8 avril 1946 dispose qu'« À partir de la promulgation de la présente loi, sont nationalisés: 1° La production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité; 2° La production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de gaz combustible. Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi. L'accès aux réseaux et la fourniture de gaz naturel aux clients éligibles sont exercés dans les conditions déterminées par la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Les monopoles d'importation et d'exportation de gaz sont supprimés ». Modifié par loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 - art. 62 JORF 4 janvier 2003, abrogé par ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 - art. 4.

Ayant une personnalité morale distincte de celle de l'État, dès sa création, EDF était gérée par les mêmes principes des entreprises industrielles malgré son caractère d'établissement industriel et commercial. Il comporte au moins six secteurs destinés à étudier, réaliser et exploiter sous sa direction, les moyens de production d'électricité. Il prévoyait une loi à être votée avant le 31 mars 1947 et à déterminer le statut de ces six secteurs et la nature de leur autonomie.

Quant à la gestion de distribution de l'électricité, elle était confiée aux établissements publics de caractère industriel et commercial dénommés « *Électricité de France, Service de distribution* », suivi du nom géographique correspondant. Jusqu'à la mise en place effective des services de distribution, la prise en charge et le fonctionnement du service public de distribution sont assurés par le service national.

Au travers de l'article 23 de la loi de nationalisation, il convient de souligner que l'interventionnisme local au niveau de la distribution d'énergie a toujours une place non-négligeable. EDF bénéficiait d'un monopole dans le cadre du transport d'électricité. Néanmoins, certaines dispositions de la loi de nationalisation n'ont jamais été mises en vigueur. Par exemple, la création de « *secteurs* » autonomes de production renvoyée à une loi ultérieure qui n'a jamais été votée, et les secteurs de production prévus n'ont jamais été mis en place.

#### **a. Le capital et la gestion financière d'EDF**

EDF commença à fonctionner sans avoir pu obtenir la moindre avance financière.<sup>48</sup> Elle a été dotée d'un capital représentatif des actifs d'origine. L'article 16 de la loi de nationalisation dispose que « *Le solde net des biens, droits et obligations transférés aux établissements publics prévus par la présente loi constitue le capital de l'établissement. Ce capital appartient à la Nation. Il est inaliénable et, en cas de pertes d'exploitation, il doit être reconstitué sur les résultats des exercices ultérieurs* ».

---

<sup>48</sup> PICARD Jean-François, BELTRAN Alain, BUNGENER Martine, « *Histoires de l'EDF, Comment se sont prises les décisions de 1946 à nos jours* », Dunod, Paris, 1985, p. 100, Roger Gaspard : « *Nous avons commencé l'Électricité de France sans capital. Le première année, nous travaillions avec des crédits à moyen terme pour financer le grand programme d'équipement hydraulique...Nous avons mal vécu. Par la suite, il y a eu heureusement le Plan Marshall. Jusque-là nous vivions d'expédients* ».

En outre, en vertu de l'article 32<sup>49</sup> de la loi de nationalisation, les bénéfices réalisés par les services de distribution et les régies d'électricité n'étaient pas versés à la collectivité nationale, mais pour une partie à un compte ouvert dans leurs comptabilités respectives et employés au financement des investissements nécessaires au développement de la production ou de la distribution et pour une partie aux fonds nationaux.

Quant à la gestion financière d'EDF, ses choix économiques et de son régulateur étaient guidés par la mission de service public de l'électricité et précisés par les contrats du plan afin d'assurer à tout consommateur situé sur le territoire national d'accéder à une alimentation électrique de qualité et garantie, à des conditions non-discriminatoires et sur la base de tarifs affichés et uniformes.

Les investissements dans le secteur de l'électricité ont été planifiés à l'avance de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement. À chaque instant, l'équilibre de la charge du réseau entre l'offre et la demande était assurée par le dispatching national appelant les centrales de production sur le réseau en ordre croissant, en fonction de leur coût, hydraulique et nucléaire<sup>50</sup> pour la production en base.

Selon l'alinéa 2<sup>51</sup> de l'article 4 de la loi de 1946 EDF est un établissement public sans comptable public ce qui constitue, selon la formule utilisée dans un rapport du Conseil d'État, l'aboutissement extrême des dérogations au sein des établissements publics. L'alinéa 6 de l'article 4 de la loi de nationalisation aborde le fait que la gestion de distribution s'organise d'une manière à faire face aux charges d'exploitation, de capital et d'investissement.<sup>52</sup>

Les règles du droit commun s'appliquent - sans exception - à la gestion financière et au comptable d'EDF<sup>53</sup> avec adaptations tenant compte des particularités d'activités, de

---

<sup>49</sup> Abrogé par loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 - art. 54 JORF 11 août 2004, l'article 32 de la loi du 8 avril 1946 dispose que « *Les bénéfices réalisés par les services de distribution et les régies d'électricité ou du gaz seront versés pour partie à un compte ouvert dans leurs comptabilités respectives et employés au financement des investissements nécessaires au développement de la production ou de la distribution, pour partie aux fonds nationaux, soit de l'électricité, soit du gaz dont il est question ci-après: La part des bénéfices versée au fonds national est fixée par arrêté des ministres de la production industrielle et de l'économie et des finances après avis des conseils d'administration de l'Électricité de France ou du Gaz de France et du conseil d'administration de l'établissement intéressé. Les bénéfices réalisés par l'Électricité de France ou par le Gaz de France sont versés à un compte ouvert dans leurs comptabilités respectives et dénommé fonds national de développement, soit de l'électricité, soit du gaz. Ces fonds nationaux reçoivent également les parts de bénéfices des services de distribution et des régies à eux attribuées ci-dessus. Les fonds nationaux seront employés par l'Électricité de France ou le Gaz de France au financement des investissements faits par eux à la réalisation des prêts à long terme aux services de distribution et aux régies pour le financement de leurs propres investissements* ».

<sup>50</sup> DUMONT Jean-Louis, Réussir la future organisation électrique française, Collection des rapports officiels, Rapport au Premier ministre, 1997, p. 14.

<sup>51</sup> L'alinéa 2 de l'article 4 de la loi de 1946 dispose qu'« *Ils suivent, pour leur gestion financière et comptable, les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales et sont assujettis aux impôts* ».

<sup>52</sup> L'alinéa 6 de l'article 4 de la loi de 1946 dispose que « *La gestion des services nationaux et de distribution est conduite de manière à faire face à toutes les charges d'exploitation, de capital et d'investissement* ».

<sup>53</sup> Suite à la loi n° 83-353 du 30 avril 1983 relative à la mise en harmonie des obligations comptables des commerçants et de certaines sociétés avec la directive de la Communauté européenne, ces dispositions s'appliquent à tous les commerçants, personnes physiques et morales telles qu'EDF.

structures et d'opérations prévues par l'article 3 de l'arrêté du 27 avril 1982 portant approbation du plan comptable générale révisé.

Quant à l'organisation d'EDF, la loi de nationalisation prévoyait une intervention relativement poussée des pouvoirs publics dans l'organisation interne d'EDF. La création d'EDF a été réalisée dans une date plus ultime que prévue par ladite loi.

En outre, la mise en place des établissements régionaux de distribution faisant objet des articles 21, 22 et 32 de la loi de nationalisation n'a été jamais réalisée. Le décret n° 57-863 du 31 juillet 1957<sup>54</sup> prévoyait également la création des comités régionaux de distribution et un découpage des unités locales de la direction de la distribution mixte d'électricité et de gaz mise en place par EDF et GDF avec l'accord des pouvoirs publics sur la base d'une convention prise dans le cadre des dispositions de l'article 5 de la loi de nationalisation.

EDF était organisée en deux grandes directions d'exploitation: EDF Production - Transport et EDF - GDF Services pour la distribution. La distribution est gérée conjointement avec Gaz de France qui disposa du monopole de transport, d'import-export et de distribution de gaz. EDF comptait également deux grandes directions opérationnelles communes: une pour l'équipement, d'autre pour les études et recherches. Les services centraux d'EDF comprennent la direction de l'économie, de la prospective et de la stratégie, la direction des services financiers et juridiques, la direction des affaires internationales, la direction du personnel et des relations sociales, la direction des affaires générales, l'Inspection générale et la direction de la communication.

## **b. La direction de l'EDF**

En novembre 1945, Marcel Paul a fondu le gaz et l'électricité dans une direction administrative unique et mixte, et créé un « *Conseil supérieur du gaz et de l'électricité* ». Une direction financière et une direction de la compatibilité apportent et gèrent les moyens financiers. Ces directions sont regroupées en 1955 en une seule direction des services financiers et juridiques. En 1955 la direction d'exploitation a été divisée en deux branches en tant que production et transport-distribution.

EDF est administrée par un conseil d'administration de dix-huit membres composant six représentant de l'État, six représentants élus du personnel, six personnalités qualifiées nommées par l'État. Le président est proposé au gouvernement par le conseil, avec un mandat

---

<sup>54</sup> Le décret n° 57 - 863 du 31 juillet 1957, modifié, instituant des Comités régionaux de distribution d'électricité et de gaz.

de trois ans. Le directeur général est nommé par le gouvernement, représentant le ministère de l'industrie, et dispose d'un droit de veto au conseil. Le contrôleur d'État, représentant le ministère de l'économie et des finances, surveille la gestion d'ensemble. Pour les décisions techniques en tant que la construction de lignes, autorisation de construction et de fonctionnement des centrales thermiques et nucléaires, concessions hydrauliques et sécurité nucléaire, EDF est soumise au contrôle du ministère de l'industrie et du ministère de l'environnement.

La loi de nationalisation avait prévu un certain nombre de dispositions concernant l'organisation interne d'EDF.<sup>55</sup> L'alinéa 2<sup>56</sup> de l'article 2 avait envisagé la création de six « *secteurs* » de production dont une loi ultérieure à voter avant le 31 mars 1947 devait fixer le statut et la « *nature de leur autonomie* », mais la loi de nationalisation n'a jamais été mise en place.<sup>57</sup> Les circonscriptions territoriales des services régionaux<sup>58</sup> et les principes de répartition des bénéfices entre services nationaux et régionaux ont été déterminés par la loi de nationalisation.<sup>59</sup> Bien qu'un certain nombre de textes d'application soient intervenus, cette organisation ne fut jamais mise en place.

L'article 5 de la loi de nationalisation disposait que « *Les conventions particulières pourront intervenir entre les établissements publics prévus par la présente loi pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un d'eux de services qu'il peut gérer plus aisément qui seraient de la compétence légale ou réglementaire d'un autre* ». L'objectif de cette disposition était de mettre à profit pour instituer non seulement des directions « *mixtes* » pour ce qui est de la gestion du personnel ou des affaires générales, mais également des services de distribution.

La convention particulière n'intervient que le 15 décembre 1951, après que l'article 3 de la loi n° 49-1 du 1 janvier 1949 imposa la séparation effective des services d'EDF et de GDF.<sup>60</sup> Pour l'application de cette disposition législative, un décret n° 52-20 du 5 janvier

---

<sup>55</sup> SCHEURER Fernand, Histoire des centrales thermiques, Bulletin d'histoire de l'électricité, décembre 1987.

<sup>56</sup> L'alinéa 2 de l'article 2 de la loi du 8 avril 1946 dispose que « *Il comporte au moins six secteurs destinés à étudier, réaliser et exploiter sous sa direction, les moyens de production d'électricité. Une loi, qui sera votée avant le 31 mars 1947, déterminera le statut de ces secteurs et la nature de leur autonomie* ».

<sup>57</sup> « La convention du 15 décembre 1951 entre EDF et GDF et la réorganisation de services centraux de Gaz de France », CJEG 1952, inf. p.359, HUPPERT A., « Les relations entre deux entreprises jumelles: EDF et GDF », Mémoire DEA, Paris, 1999, p. 97. MANDIL Claude, « Rapport du group de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française », C.J.E.G. avril 1994, p. 171. « Le rôle d'EDF et de GDF ».

<sup>58</sup> L'article 21 de la loi du 8 avril 1946.

<sup>59</sup> L'article 32 de la loi du 8 avril 1946.

<sup>60</sup> GDF ayant par une première convention du 16 mai 1946 confié à EDF la gestion provisoire de ses services de production et de distribution.

1952<sup>61</sup> opéra ce transfert définitif à GDF tout en prévoyant l'intervention d'une nouvelle convention à intervenir en application de l'article 5 de la loi de nationalisation sous le contrôle du ministre chargé de l'électricité et du gaz, ce dispositif qui validait implicitement la convention du 15 décembre 1951.

Les établissements publics régionaux ne furent jamais mis en place. Le décret n° 57-863 du 31 juillet 1957<sup>62</sup> institua des comités régionaux de distribution d'électricité et de gaz, et imposa un découpage territorial<sup>63</sup> des services de distribution mixtes d'EDF et GDF.

Ces dispositions prises par les pouvoirs publics ayant pour but de réglementer l'organisation interne d'EDF, ont fait l'objet d'un recours contentieux à l'occasion duquel fut excipé de l'illégalité du décret de 1957. Le Conseil d'État rejeta ce recours au motif que ce décret pris sur le fondement de la loi n° 48-1260 du 17 août 1948<sup>64</sup> avait pu valablement réglementer l'organisation et les règles de fonctionnement d'EDF.<sup>65</sup>

## **2. La gestion d'EDF**

La loi de nationalisation donna à EDF le statut d'établissement public à caractère industriel et commercial et lui imposa une gestion commerciale « *en la plaçant sous l'empire des lois et usages du commerce* ». L'article 4 de la loi de nationalisation selon lesquels EDF et GDF « *suivent pour leur gestion financière et comptable, les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales et sont assujettis aux impôts* ». C'est ainsi qu'EDF devra établir sa gestion budgétaire, comme les sociétés en prévoyant les états de prévision de recettes et de dépenses, des bilans et des comptes de profits et pertes.

### **a. L'organisation des services nationaux de distribution de l'électricité**

Il était prévu que les services nationaux de distribution de l'électricité<sup>66</sup> soient habilités à acquérir de l'État et des personnes publiques ou privées des biens de toute nature, à les prendre à bail, à les gérer et à les aliéner, dans les conditions applicables aux personnes privées sous réserve de se conformer aux règles auxquelles ils sont soumis en application de

---

<sup>61</sup> Le décret n° 52-20 du 5 janvier 1952 relatif au transfert à Gaz de France des biens, droits, obligations se rattachant à la production, au transport et à la distribution de gaz combustible et gérés provisoirement pour son compte par Électricité de France

<sup>62</sup> Le décret n° 57-863 du 31 juillet 1957, modifié, instituant des comités régionaux de distribution d'électricité et de gaz.

<sup>63</sup> Ce découpage territorial a été également prévu par un décret n° 90-285 du 29 mars 1990 et à un arrêté du 31 mars 1990 approuvant la délimitation des circonscriptions territoriales de la distribution d'EDF et de GDF.

<sup>64</sup> La loi n° 48-1260 du 17 août 1948 tendant au redressement économique et financier.

<sup>65</sup> CE, 29 mars 1996, Comité supérieur consultatif des comités mixtes à la production d'EDF - GDF, Rec. CE, tables, p. 913.

<sup>66</sup> BEATRIX M. A., « L'industrie électrique en France avant et après la nationalisation », Thèse pour le doctorat en droit présentée et soutenue le 2 décembre 1948, Université de Paris, Faculté de droit, p. 47.

la loi de nationalisation.<sup>67</sup> En outre, les services nationaux et les services de distribution qui faisaient face à leurs besoins courants en faisant appel aux moyens de crédit en usage dans les entreprises industrielles ont été autorisés à procéder à des emprunts avec l'agrément de la caisse nationale.<sup>68</sup>

EDF était chargée d'observer les dispositions des cahiers des charges en vigueur. En principe, les collectivités locales restaient propriétaires des installations qui leur appartenaient. Les collectivités locales concédantes conservaient la faculté de faire exécuter les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. Les rapports et comptes annuels du service de distribution concessionnaire étaient communiqués à la collectivité concédante qui saisit de son avis motivé le conseil d'administration de l'EDF.<sup>69</sup>

La gestion de l'électricité était confiée à un monopole d'État. La régulation du secteur électrique se confondait avec la stratégie propre de l'établissement et l'organisation de ses services centraux avec ses rapports avec les ministères tutelles. Les moyens opérationnels de l'entreprise d'EDF étaient regroupés au sein d'une grande direction de l'exploitation, gérée de manière très décentralisée.<sup>70</sup>

La loi de nationalisation nationalisa, conformément au paragraphe 1 de son premier article, « *la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité* ». EDF a été confiée à la gestion des entreprises nationalisées d'où il résulte que l'entreprise avait l'ensemble de ces compétences sur le territoire métropolitain.

EDF était contrainte au *principe de spécialité*<sup>71</sup> qui limite ses compétences à celles qui sont prévues par les règlements<sup>72</sup> et par la loi du 2 août 1949 dite Armengaud.<sup>73</sup> Selon les

---

<sup>67</sup> Prévu par l'article 24 de la loi de nationalisation qui a été abrogé le 11 août 2004.

<sup>68</sup> Fitoussi Jean-Paul, EDF le marché et l'Europe, l'avenir d'un service public, Fayard, 2003, p. 127 « Organisation de la distribution: des options contrastées du point de vue de l'intérêt général ».

<sup>69</sup> Prévu par l'article 36 de la loi de nationalisation.

<sup>70</sup> MANDIL Claude, « Rapport du group de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française », C.J.E.G. avril 1994, p. 175. « La suppression des monopoles d'importation et d'exportation ».

<sup>71</sup> « *Le principe de spécialité qui s'applique à un établissement public tel qu'EDF et GDF signifie que la personne morale, dont la création a été justifiée par la mission qui lui a été confiée, n'a pas de compétence générale au delà de cette mission. Il n'appartient pas à l'établissement d'entreprendre des activités extérieures à cette mission ou de s'immiscer dans de telles activités. Si ce principe de spécialité invite, pour déterminer la nature des activités confiées à l'établissement, à se reporter à ses règles constitutives, telles qu'elles ont été définies en l'espèce par la loi, il ne s'oppose pas par lui-même à ce qu'un établissement public, surtout s'il a un caractère industriel et commercial, se livre à d'autres activités économiques à la double condition : (1) d'une part que ces activités annexes soient techniquement et commercialement le complément normal de sa mission statutaire principale, en l'occurrence de la production, du transport, de la distribution et de l'importation et l'exportation d'électricité et de gaz ou au moins connexe à ces activités, (2) d'autre part que ces activités soient à la fois d'intérêt général et directement utiles à l'établissement public notamment par son adaptation à l'évolution technique, aux impératifs d'une bonne gestion des intérêts confiés à l'établissement, le savoir-faire de ses personnels, la vigueur de sa recherche et la valorisation de ses compétences, tous moyens mis au service de son objet principal* », disponible sur: [http://lexinter.net/JPTXT/principe\\_de\\_specialite.htm](http://lexinter.net/JPTXT/principe_de_specialite.htm), consulté le 24 septembre 2011, BARTHÉLEMY Christophe, Le principe de spécialité appliqué à l'Électricité de France libres propos sur l'article 44 de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG, n° 591 octobre 2002, p. 507 - 532.



dispositions principales de ces derniers « *les conditions dans lesquelles les services de distribution devraient cesser toutes activités industrielles et commerciales relatives à la réparation, à l'entretien des installations intérieures, à la vente et à la location des appareils ménagers et, d'une façon générale, toutes activités en dehors de celles définies à l'article 1<sup>er</sup> de la loi de nationalisation* ». <sup>74</sup>

C'est ainsi qu'EDF pourrait exercer les activités complémentaires et connexes à ses activités principales telles que celles qui étaient, avant la nationalisation, exercées par les entreprises de production d'électricité par exemple exploitation de mines de carbone ou de fer, exploitation de réseaux de tramways. <sup>75</sup>

En dehors des activités de production, de transport, d'importation, d'exportation et de distribution d'électricité, EDF ne se voyait autorisée à diversifier ses activités que dans des domaines proches de son métier en tant que production d'électricité à partir du traitement des déchets, éclairage public, ingénierie dans les domaines de la production, du transport et de la distribution d'électricité à l'exclusion par conséquent d'activités telles que les réseaux câblés. <sup>76</sup>

Suite à la nationalisation, le secteur d'électricité en France était approximativement composé de mille deux cent sociétés de production et une centaine de sociétés de transport et mille deux cent sociétés de distribution. Mais quand même le secteur d'électricité demeurait assez concentré. Les cinq plus grands groupes produisaient 75% de l'électricité et trente quatre sociétés en distribuaient 60%. En 1939 le groupe Mercier <sup>77</sup> étant un premier groupe français a créé le dispatching national afin de compléter ce système avec une réunion des sociétés de transport d'énergie.

---

<sup>72</sup> D'autant que le paragraphe 4 de l'article 46 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, tel que modifié par la loi n° 49 - 1090 du 2 août 1949 dite Armengaud <sup>72</sup> portant modification des articles 8 (alinéa 2 à 5), 23 (alinéa 1), 46 (§4) et 47 (alinéa 3) de la loi de nationalisation sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>73</sup> Sous la direction de Christian STOFFAES, « Entre monopole et concurrence, la régulation de l'énergie en perspective historique », P.A.U., 1994, p. 224 « *En 1949, la loi Armengaud, du nom du sénateur (du groupe Modéré) que le propos, fixe le régime des installations de production indépendante privée, qui doivent être limitées soit à une puissance de 8 MWe soit à l'autoproduction industrielle* ».

<sup>74</sup> DUPIELLET Gérard, L'adaptation du principe de spécialité à l'évolution du secteur public, C.J.E.G. décembre 1985, p. 429 - 439.

<sup>75</sup> VEDEL Georges, « À propos de création d'activités commerciales d'EDF et de GDF: réflexions sur l'application de l'article 46 de la loi du 8 avril 1946 et sur quelques solutions jurisprudentielles », CJEG nov.1955. Cet arrêt a été confirmé par la Cour de cassation, par un arrêt du 2 mars 1964, CJEG décembre 1964, jur.p.305, note G. Vedel.

<sup>76</sup> SABLIERE P. , « Droit de l'électricité, textes et commentaires », Dalloz, première édition, 2003, Paris, p.1239.

<sup>77</sup> <http://www.mercier-groupe.com/>.

La diversification des activités d'EDF devra se faire dans des conditions telles que soient évitées toutes subventions croisées<sup>78</sup> entre l'activité principale en monopole et les activités connexes et complémentaires de nature à fausser le jeu de la concurrence. L'accroissement de la rentabilité économique et financière des entreprises publiques après le retour du Général de Gaulle dans les années 1960, a été élaboré dans le Rapport Nora publié en 1967.<sup>79</sup>

Quant au *principe de spécialité*<sup>80</sup>, son application par l'établissement public constitue en soi un abus de position dominante. L'équilibre entre l'autonomie et la tutelle qu'EDF essayait de suivre comme précisé dans son premier contrat de programme était difficile à garder à cause de ses relations avec l'État provenant de son statut de l'établissement public à caractère industriel et commercial.<sup>81</sup>

Par l'intermédiaire de ses filiales ou des sociétés, groupements ou organismes, EDF pouvait proposer aux clients éligibles présents sur le territoire national une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité.

Par ailleurs, EDF ne proposait aux clients non éligibles<sup>82</sup> présents sur le territoire national que des prestations de conseil destinées à promouvoir la maîtrise de la demande d'électricité. EDF proposait également aux collectivités locales des prestations liées à la production, au transport, à la distribution ou à l'utilisation d'énergie pour l'éclairage public, le traitement des déchets et les réseaux de chaleur. En tant que partenaire des collectivités territoriales, EDF est capable d'intervenir comme conducteur d'opérations conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique.

---

<sup>78</sup> « L'analyse des relations financières entre l'Etat et les entreprises publiques est rendue plus complexe par le fait que certaines d'entre elles peuvent cumuler des activités devenues concurrentielles et des activités bénéficiant de droits exclusifs ou spéciaux. Cette situation peut en effet entraîner l'apparition de subventions croisées, une activité exercée en monopole, donc générant une rente, pouvant être utilisée pour conquérir des parts de marché ou compenser des pertes sur un segment d'activité ouvert à la concurrence. Plusieurs mesures européennes ont été adoptées afin de garantir la transparence, passant notamment par la dissociation comptable de leurs activités. Dans le domaine de l'électricité, la directive précitée du 19 décembre 1996, transposée en droit français par la loi du 10 février 2000, prévoyait également que les entreprises d'électricité intégrées tiennent dans leur comptabilité interne des comptes séparés pour leur activité de production, de transport et de distribution. En France, la mise en œuvre de ce principe a été difficile, puisqu'au terme d'un audit des comptes dissociés d'EDF pour 2000, la commission de régulation de l'énergie a dû procéder à une rectification des bilans des trois branches et à une modification du niveau des charges à tarifier, de 70 millions d'euros pour le transport et de 526 millions d'euros pour la distribution ». [http://lexinter.net/ACTUALITE/linterdiction\\_des\\_subventions\\_croisees.htm](http://lexinter.net/ACTUALITE/linterdiction_des_subventions_croisees.htm) consulté le 24 septembre 2011.

<sup>79</sup> « Rapport sur les entreprises publiques », la Documentation française, 1967.

<sup>80</sup> TIMSIT M. , « La spécialité des entreprises publiques », Paris, Études de droit public, 1964, p. 477, DUPIELLET G. , « L'adaptation du principe de spécialité à l'évolution du secteur public », CJEG, décembre 1995, p. 430.

<sup>81</sup> BARTHÉLEMY Christophe, Le principe de spécialité appliqué à l'Électricité de France libres propos sur l'article 44 de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG, n° 591 octobre 2002, p. 507 - 532.

<sup>82</sup> Au fur et à mesure de l'ouverture du marché, différentes catégories de consommateurs finals ont été déclarés éligibles, lorsque leur consommation annuelle était égale ou supérieure à un seuil fixé par décret. La notion d'éligibilité a disparu en juillet 2007 avec l'ouverture totale du marché de l'énergie à la concurrence. LOMBARDO Marco, « Les principes généraux de la politique énergétique européenne », Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 65.

Dès 1980 EDF avait créé diverses sociétés, dénommées « *Industelec* », prestataires de services proposant aux entreprises et aux collectivités publiques soit des montages « *clés en main* », soit des « *offres globales* » pour l'utilisation d'énergie. Des aides attribuées et aux avantages octroyés aux Industelec de façon à fausser la concurrence dans le secteur énergétique en France ont fait l'objet d'une saisine par le ministère de l'économie devant le conseil de la concurrence. Ce dernier a décidé dans une de ses décisions que du fait de pratiques abusives et de prix prédateurs les avantages consentis par EDF aux Industelec ne causent pas la perturbation dans le marché énergétique.

La loi de la nationalisation n'a pas prévu une telle institution auprès du conseil d'administration d'EDF d'un commissaire du gouvernement nommé par l'administration de tutelle. Le décret du 17 juin 1938<sup>83</sup> tendant à assurer le développement de l'équipement électrique en France, prévoit que l'État pourra désigner un commissaire du gouvernement auprès de toute société exploitant un réseau de transport d'électricité.

Ce commissaire avait le droit d'assister à toutes les séances du conseil d'administration, de présenter toutes observations qu'il juge conformes à l'intérêt général et, le cas échéant, de demander une deuxième délibération sur toute affaire tranchée dans un sens qui ne lui paraîtrait pas conforme à l'intérêt général. Cette fonction de commissaire du gouvernement a été confiée au directeur de l'électricité, du gaz et du charbon au ministère de l'industrie qui est ultérieurement devenue le directeur de la demande et des marchés énergétiques, qui exerce la tutelle sur EDF.

Le contrôle des marchés a été institué à EDF en application du décret n° 48-1442 du 18 septembre 1948<sup>84</sup>, puis, plus récemment par le décret n° 2002-1017 du 18 juillet 2002 et instituant dans les entreprises publiques des commissions des marchés.

Les règles actuelles de compétence de la commission des marchés d'EDF résultent d'un arrêté du 14 août 1996, modifié par un arrêté du 16 décembre 1998. Dans le premier article de l'arrêté du 18 janvier 1949 fixant la liste des entreprises auprès desquelles seront instituées des commissions des marchés, il cite EDF et GDF. L'arrêté du 11 mars 1982 fixant le montant au delà duquel les marchés passés par EDF sont soumis au visa préalable de la mission de contrôle économique et financier.

---

<sup>83</sup> L'article 52 du décret daté du 17 juin 1938 tendant à assurer le développement de l'équipement électrique en France.

<sup>84</sup> Modifié à plusieurs reprises en 1956, 1960, 1962 et 1966.

Quant au contrôle des commissaires aux comptes, compte tenu du caractère industriel et commercial des établissements publics EDF et GDF, l'alinéa 3 de l'article 4 de la loi de nationalisation les avait soumis au contrôle de commissaires aux comptes nommées par le ministère des finances parmi les commissaires inscrits sur les listes des Cours d'Appel, leurs pouvoirs et leurs responsabilités devant être soumis aux mêmes règles qu'en ce qui concerne l'exercice de leurs fonctions devant être publié au Journal officiel.

Depuis 1967, ce sont les dispositions concernant l'ensemble des « *établissements publics de l'État à caractère industriel et commercial* » qui sont applicables à EDF, dispositions désormais insérées dans le code des juridictions financières.

Les contrôles parlementaires<sup>85</sup> exercés sur EDF, comme sur les autres entreprises publiques, sont des contrôles par le biais de ses commissions qu'il s'agisse des commissions permanentes des deux assemblées prévues par l'article 43 de la Constitution, des commissions d'enquête prévues par l'article 6 de l'ordonnance n° 58-1100 du 17 novembre 1958 relative au fonctionnement des assemblées parlementaires ou encore de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques institué par l'article 3 ter de la même ordonnance.

Conformément aux dispositions de l'alinéa 1 de l'article 4 de la loi de nationalisation, EDF est dotée de l'« *autonomie financière* ». Cette autonomie financière ne signifie pas une absence de contrôle ou de tutelle de l'État, mais simplement la reconnaissance d'une autonomie budgétaire par rapport au budget de l'État.<sup>86</sup>

La loi de nationalisation n'avait prévu aucun contrôle *a priori* sinon celui susceptible d'être exercé par les représentants de l'État au sein du conseil d'administration. Cependant, au fil des ans ces contrôles se sont multipliés au point qu'il est apparu nécessaire - et pas seulement pour EDF - de redonner une certaine responsabilité aux dirigeants des grandes entreprises publiques dans le cadre des « *contrats* » conclu périodiquement avec l'État.

---

<sup>85</sup> VEDEL G., « Le contrôle par les commissions parlementaires de la gestion des entreprises industrielles nationalisées et des sociétés d'économie mixte », Dr. Soc. 1955, p.137, LESCUYER G., « Les entreprises nationales et le Parlement », RD publ. 1960, p. 1137, BRUNEAU P., « Le contrôle du Parlement sur la gestion des entreprises publiques », RD publ. 1975, p. 1199.

<sup>86</sup> BEATRIX M. A., « L'industrie électrique en France avant et après la nationalisation », Thèse pour le Doctorat en droit présentée et soutenue le 2 décembre 1948, Université de Paris, Faculté de droit, p. 147 « *Avant la nationalisation l'État devait, malgré son emprise croissante, compter avec les entreprises d'électricité. Il ne leur imposait pas une mesure sans les entendre ou s'il le faisait il était tenu malgré tout de ne pas passer outre à certaines règles impératives comme celles de laisser subsister l'équilibre financier des entreprises sous peine de désorganiser l'industrie électrique. Par ailleurs les modalités d'application de ses décisions étaient laissées à la libre initiative des entreprises* ».

Le contrat de programme a été signé le 23 décembre 1970 entre l'État et EDF. Il visait à concrétiser la politique contractuelle préconisée par le Rapport NORA qui avait été remis au gouvernement en avril 1967.<sup>87</sup> Le contrat de programme était plutôt basé sur la contractualisation des rapports avec l'État.<sup>88</sup> Le Rapport NORA sur les entreprises publiques de 1967 devait marquer une étape importante dans cette évolution et se traduisit en 1970 par la signature d'un « *contrat de programme* » pour une durée de quatre ans entre l'État et EDF précédé d'une « *lettre de mission* » des ministres des finances et de l'industrie au président d'EDF.

Selon Pierre BERNARD, les principes de base de la tarification de l'électricité étaient déterminés en tant que la vente au prix de revient pour la collectivité, l'égalité de traitement entre les usagers et la neutralité tarifaire, les coûts marginaux de développement, des tarifs praticables, avantages des systèmes comportant des options, l'équilibre financier de l'entreprise.<sup>89</sup>

Le premier choc pétrolier de 1973 a d'ailleurs provoqué la remise en cause du premier contrat de programme et l'a interrompu. Le retour d'un contrôle étatique plus affirmé sur les investissements, les tarifs et l'endettement, notamment pour la mise en œuvre rapide du programme nucléaire fut mis en place.

Dans le but d'alléger la tutelle de l'État dans la gestion d'EDF, le 24 octobre 1984, l'État et EDF ont signé un contrat de plan pour la période 1984 - 1988, le 11 avril 1989 un contrat de plan pour la période 1989-1992, le 5 janvier 1993 un nouveau contrat de plan pour la période 1993-1996, puis le 8 avril 1997, un contrat d'entreprise pour la période 1997-2000 accompagné d'un « *contrat de service public* ».<sup>90</sup>

Par contre, EDF n'a pas reçu de subventions du budget de l'État, ni de conversion de prêt public en capital. Au cours des années 1940-1950, EDF a reçu juste une dotation de l'État afin de financer son équipement hydraulique.

---

<sup>87</sup> SABLIERE Pierre, La réglementation du prix de l'électricité, Chronique, C.J.E.G. octobre 1988, p. 365.

<sup>88</sup> LESCUYER G., « Le contrat de programme d'EDF », CJEG avril 1971, p. 31, Krieger, « L'autonomie nouvelle d'EDF en vertu du contrat de programme », Rev. adm. 1971, p.648, « Le contrat de programme d'EDF », AJDA 1971, I, p.219 - « Le contrat de programme entre l'État et EDF », RFE 1971, n° 228, p.133, Bordmann, « Les contrats de programme. L'exemple d'EDF », Économie et politique 1975, n° 246, BERGOUGNOUX J. et RIVIER J., « La planification à EDF et le contrat de plan État - EDF », CJEG avril 1985, p.111 et mai 1985, p.61, JOURDON L., « Le contrat de plan entre l'État et EDF 1993 - 1996 », CJEG juillet - août 1993, p. 347, DEBAILLEUL Y., « Le contrat d'entreprise État - EDF 1997 - 2000 : une ambition partagée », CJEG juillet - août 1997, p. 249, BATAIL J., « Les contrats d'entreprise conclu entre l'État, EDF et GDF : ce qui va changer pour les clients », Revue d'énergie n° 494, janvier 1998, p.5., BAZEX Michel, « Contrats de plan entre l'État et les entreprises publiques », A.J.D.A. 1984 p. 68, BERGOUGNOUX J. et RIVIER J. « La planification à Électricité de France et le contrat de plan entre l'État et EDF », C.J.E.G. 1985 doct. p. 111.

<sup>89</sup> BERNARD Pierre, La tarification de l'électricité : acquis et modalités nouvelles, C.J.E.G. juillet 1984, p. 251 - 258.

<sup>90</sup> SABLIERE Pierre, La réglementation du prix de l'électricité, Chronique, C.J.E.G. octobre 1988, p. 365.

En effet, la loi n° 95-115 du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire avait, entretemps dans son article 29, précisé que les objectifs d'aménagement du territoire et de services rendus aux usagers que devraient prendre en compte les entreprises nationales et établissements publics devraient être fixés dans les contrats de plan desdites entreprises ou établissements ou dans des contrats de service public conclu à cet effet, un décret en Conseil d'État devant préciser les modalités de compensation par l'État des charges en résultant.<sup>91</sup>

La loi n° 2001-420 du 15 mai 2001 relative aux nouvelles régulations économiques sans abroger explicitement les dispositions de la loi du 29 juillet 1982 concernant les contrats de plan entre l'État et les entreprises publiques, fixé un nouveau cadre fort proche à ces contrats désormais intitulés « *contrats d'entreprise pluriannuels* ». Le but du contrat était, en principe, de structurer les relations entre l'État et EDF, et d'énoncer les ambitions de service public.<sup>92</sup>

Les relations financières avec l'État prenaient pour base les plans de financement communiqués aux pouvoirs publics. Ils devaient permettre un éclairage pluriannuel de la situation financière de l'entreprise et de ses objectifs d'investissement et de gestion. L'effort d'investissement des entreprises nationales a du être poursuivi, voire accru afin de contribuer à l'effort national d'investissement qui constituait une impérieuse nécessité.

---

<sup>91</sup> BERGOUGNOUX Jean, VAROQUAUX William, Caractéristiques du service public de l'électricité, C.J.E.G. octobre 1987, 812- 819.

<sup>92</sup> Fitoussi Jean-Paul, EDF le marché et l'Europe, l'avenir d'un service public, Fayard, 2003, p.77. « Service public, développement durable et entreprise du troisième type: pouvoirs publics et entreprises dans le secteur de l'électricité ».

## b. Les délégations des pouvoirs

La loi de nationalisation est muette sur l'organisation des délégations de pouvoirs au sein d'EDF. L'article 20<sup>93</sup> prévoit que l'établissement est « administré » par un conseil dont il ne fixe pas les attributions. Au terme de l'article 44<sup>94</sup> de la loi de nationalisation, les statuts doivent contenir les précisions à ce propos. Selon l'article 4 de la loi, pour leur gestion financière et comptable, EDF suit les règles en usages dans les sociétés commerciales.

## § 2. Le fonctionnement historique du secteur électrique en France

À propos du fonctionnement historique du secteur d'électricité en France, nous évoquons ci-après l'origine des activités principales du secteur d'électricité : production et transport.

---

<sup>93</sup> L'article 20 de la loi du 8 avril 1946 dispose que « Les services nationaux d'Électricité de France et de Gaz de France sont administrés chacun par un conseil de dix-huit membres nommés pour cinq ans par un décret pris sur le rapport du ministre de l'énergie, à savoir : 1° Six représentants de l'Etat : Deux sur la proposition du ministre chargé de l'énergie; Deux sur la proposition des ministres chargés respectivement de l'économie et du budget ; Un sur la proposition du ministre chargé de l'agriculture en ce qui concerne Électricité de France, ou sur la proposition du ministre chargé du logement en ce qui concerne Gaz de France ; Un sur la proposition du ministre chargé du Plan en ce qui concerne Électricité de France, ou sur la proposition du ministre chargé des relations extérieures en ce qui concerne Gaz de France. 2° Six personnalités nommées pour cinq ans par décret pris sur le rapport du ministre chargé de l'énergie, dont : Un représentant des consommateurs d'électricité ou de gaz ; Deux personnalités, représentant les collectivités territoriales, choisies en raison de leur connaissance des aspects locaux, départementaux ou régionaux de la production et de la distribution d'électricité et du gaz ; Trois personnalités choisies soit en raison de leurs compétences technique, scientifique ou technologique, soit en raison de leur connaissance des activités publiques et privées concernées par l'activité de l'entreprise. 3° Six représentants des salariés, dont un représentant des ingénieurs, cadres et assimilés, élus sous les conditions et selon les modalités prévues au chapitre II du titre II de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, par les salariés, statutaires et non statutaires, remplissant les conditions prévues par l'article L. 433-4 du code du travail, qu'ils relèvent directement de l'établissement ou de ses filiales visées par le 4 de l'article 1er de ladite loi. Au cas où l'un des membres du conseil cesse d'appartenir au conseil d'administration au cours de la période prévue pour son mandat, son remplaçant n'est nommé que pour le temps restant à courir jusqu'à l'expiration de ladite période. Le président du conseil d'administration, choisi parmi les administrateurs, est nommé sur proposition du conseil d'administration, par décret pris en conseil des ministres, sur le rapport du ministre de l'industrie et du commerce. En cas de partage des voix, la voix du président est prépondérante. Les membres du conseil d'administration et les directeurs généraux des services nationaux devront être différents dans les services de l'Électricité de France et du Gaz de France. Aucun membre du Parlement ne peut être membre du conseil d'administration ou directeur général des services nationaux. Un décret pris sur le rapport des ministres de la production industrielle, de l'économie et des finances et de l'agriculture, détermine les conditions dans lesquelles: 1° Sont pris en charge au point de vue comptable, par les services nationaux, les biens qui leur sont transférés ; 2° Sont établis les états de prévision de recettes et de dépenses, les programmes des travaux, les bilans et les comptes de profits et pertes; 3° Sont publiés les bilans et les rapports des conseils d'administration. Au sein de chacun des services nationaux, le conseil d'administration peut déléguer à son président celles de ses compétences que la loi ou la réglementation en vigueur ne lui prescrivent pas d'exercer lui-même, avec la faculté de les déléguer et de les subdéléguer ; il peut aussi habilitier le président à déléguer sa signature. Un décret précisera en tant que de besoin les modalités de publication de ces délégations et subdélégation ». BAH Mamadou, CHALMET Jean-Louis, Les relations du travail dans les industries électriques et gazières après la loi du 10 février 2000, CJEG n° 597, avril 2003, p. 225 – 232.

[http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexteArticle.do?jsessionid=9387EA2299E9F8517FF66AAC360901B5.tpdjo08v\\_1?idArticle=LEGIARTI\\_000006628064&cidTexte=LEGITEXT000006068019&dateTexte=20110925](http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexteArticle.do?jsessionid=9387EA2299E9F8517FF66AAC360901B5.tpdjo08v_1?idArticle=LEGIARTI_000006628064&cidTexte=LEGITEXT000006068019&dateTexte=20110925) consulté le 25 septembre 2011. Cet article a, d'abord modifié, par l'article 53 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, ensuite a été abrogé par l'article 4 de l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie.

<sup>94</sup> L'article 44 de la loi du 8 avril 1946 dispose que « Des décrets en Conseil d'État déterminent: 1° Les statuts types de services de distribution, 2° Les statuts de la Caisse nationale d'équipement de l'électricité et du gaz, 3° Les conditions dans lesquelles les biens, droits, obligations et charges, et notamment les emprunts dont la Caisse nationale assure l'intérêt et l'amortissement sont répartis entre Électricité de France, le Gaz de France et les services régionaux, 4° Les conditions dans lesquelles les sociétés dont l'activité aura fait l'objet d'un transfert partiel devront procéder à leur transformation ou à leur réorganisation, 5° Les conditions dans lesquelles la présente loi sera appliquée aux entrepreneurs qui établissent et mettent en location des colonnes montantes et des canalisations collectives d'immeubles et dans lesquelles leur personnel sera intégré à celui des établissements publics prévus par la présente loi, 6° Les conditions dans lesquelles les lois et règlements d'électricité et de gaz feront l'objet d'une codification, 7° Les modalités d'application de l'article 10 ci-dessus dans les cas non réglés par les dispositions des troisième et quatrième alinéas dudit article, ainsi que les principes de calcul de la valeur liquidative, 8° La nature des éléments d'actif qui sont affectés à la production, aux transports ou à la distribution d'électricité et du gaz aux fins d'application de l'article 15 ». BARTHÉLEMY Christophe, Le principe de spécialité appliqué à Électricité de France libres propos sur l'article 44 de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG, n° 591 octobre 2002, p. 507 - 532.

## A. La production d'électricité en France

La loi de nationalisation conduit à une libre et partielle nationalisation de l'activité de production d'électricité. En effet, certains producteurs de l'électricité ont été exclus de la nationalisation par les lois du 2 août 1949<sup>95</sup> et 15 juillet 1980.<sup>96</sup> L'énergie produite par d'autres producteurs qu'EDF devait être consommée par ses producteurs ou revendue à EDF. Une obligation d'achat de la production autonome imposée à EDF a développé la forme initiale de la concurrence dans le secteur d'électricité en France. Le décret du 20 mai 1955 avait institué une obligation d'achat à la charge d'EDF et des distributeurs non nationalisés.

Le principe de la nationalisation de l'activité de production d'électricité a été acté par le premier article de la loi de nationalisation. Cette dernière a également comporté des exceptions.<sup>97</sup> En vertu de son article 8<sup>98</sup>, alinéa 3, paragraphe 3 de la loi de nationalisation, les entreprises de production d'électricité dont la production d'électricité annuelle moyenne de 1942 et 1943 était inférieure à 12 millions de kilowatts-heure<sup>99</sup> étaient exclues de la nationalisation.

Les installations de production d'électricité construites ou à construire par des entreprises pour les besoins de leur exploitation avaient été exclues de la nationalisation par l'article 8, alinéa 3, paragraphe 4 de la loi de nationalisation « *...à condition qu'elles fonctionnent comme accessoire de la fabrication principale par récupération d'énergie résiduaire, notamment par l'utilisation subsidiaire, avec des turbines à contre-pression ou à soutirage, de la vapeur produite pour les besoins de fabrication ou par utilisation subsidiaire de la chaleur des fumées sortant des appareils de fabrication* ». Grâce à cette exception, en

---

<sup>95</sup> Il s'agit de la loi dite loi « *Armengaud* » n° 49 - 1090 du 2 août 1949 modifiant les articles 8, 23, 46, 47 de la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz, JO du 6 août 1949.

<sup>96</sup> Il s'agit de la loi n° 80-531 du 15 juill. 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur, JO du 16 juillet 1980.

<sup>97</sup> Voir Not., P. SABLIERE, La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, numéro hors série, CJEG, février 1993, 1083, p., spéc. P. 103

<sup>98</sup> L'article 8 de la loi de nationalisation énumère les entreprises exclues de la nationalisation comme suivant : « 3° Les entreprises de production d'électricité dont la production annuelle moyenne de 1942 et 1943 est inférieure à 12 millions de kWh, 4° Les installations de production d'électricité construites ou à construire par des entreprises pour les besoins de leur exploitation, à condition qu'elles fonctionnent comme accessoire de la fabrication principale par récupération d'énergie résiduaire, notamment par l'utilisation subsidiaire, avec des turbines à contre-pression ou à soutirage, de la vapeur produite pour les besoins de fabrication ou par utilisation subsidiaire de la chaleur des fumées sortant des appareils de fabrication, 5° Les aménagements de production d'énergie de tout établissement, entreprise ou de particulier, lorsque la puissance installée des appareils de production n'excède pas 8000 KVA..., 6° Les installations réalisées ou à réaliser sous l'autorité des collectivités locales ou des établissements publics ou de leur groupements, en vue d'utiliser le pouvoir calorifique des résidus et déchets collectés dans les centres urbains ou en vue d'alimenter un réseau de chaleur...7° Les aménagements de production d'électricité exploités, directement ou par le truchement d'organismes dans lesquels ils ont des participations, par tout département, groupement de communes ou commune utilisant l'énergie hydraulique des cours d'eau traversant leur territoire, lorsque la puissance installée des appareils de production n'excède pas 8 000 KVA... ».

<sup>99</sup> Il est convenu de souligner que l'article 8 de la loi du 8 avril 1946 est de nos jours inutile pour la production de la Snec et des Houillères, la Snec qui sont devenues producteurs indépendants par effet de la loi du 10 février 2000.



France la cogénération<sup>100</sup> qui est écologiquement moins polluante que d'autres formes de production électrique, a trouvé l'occasion de se développer.<sup>101</sup>

La liste des exclusions de la nationalisation a été élargie par la loi du 2 août 1949. C'est ainsi que les aménagements de production d'énergie, lorsque la puissance installée était inférieure à 8000 KVA<sup>102</sup>, ont été ajoutés dans ladite liste. En 1980, ce régime a été modifié afin de permettre aux départements et communes d'utiliser l'énergie hydraulique des cours d'eau traversant leur territoire pour la production d'électricité à condition de ne pas dépasser un seuil de puissance fixé à 8000 KVA.<sup>103</sup>

Une autre exception au monopole de production d'électricité a été insérée par la loi du 2 août 1949 au profit des collectivités locales désireuses d'installer des usines d'incinération de déchets urbains susceptibles de produire de l'électricité.<sup>104</sup>

Quant à la réalisation d'installations de production nucléaire d'électricité, l'ordonnance n° 58-1137 du 28 novembre 1958 réservait, sur le sol national, l'installation de telles centrales à des sociétés dont la moitié au moins du capital devait être détenu par EDF. La loi n° 72-1152 du 23 décembre 1972 autorisait la création d'entreprises exerçant sur le sol national une activité d'intérêt européen en matière d'électricité, en conformité avec la loi de nationalisation.<sup>105</sup>

En outre, la SNCF et des houillères nationales protègent les propriétés des ouvrages de production d'électricité et partagent leur gestion avec EDF par l'intermédiaire de comités

---

<sup>100</sup> À partir d'un seul combustible, la cogénération permet la production simultanée de chaleur et d'énergie mécanique, le plus souvent utilisée pour produire de l'électricité. Cette technique présente un certain nombre d'avantages. D'abord, elle permet d'atteindre des rendements élevés et de réaliser des économies d'énergie primaire par rapport à une production séparée de chaleur et d'électricité. D'autre part, du fait de son placement proche aux consommateurs, ces installations évitent également des coûts de développement de réseaux. En plus, elle permet aux industriels de baisser leur facteur énergétique, la cogénération constitue également pour les collectivités locales un moyen attractif pour alimenter des réseaux de chaleur et un mode de valorisation énergétique des ordures ménagères.

<sup>101</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 53. « *La loi exclut toutefois, dans son article 8, explicitement du champ de la nationalisation la production de gaz naturel. Celle-ci relève des autorisations de recherches d'hydrocarbure. Ainsi, paradoxalement, Gaz de France ne peut pas obtenir de permis de recherche sur le territoire français, alors que British Gas, lui en a déjà bénéficié.* »

<sup>102</sup> L'article 8, alinéa 3, paragraphe 5 exclut « *Les aménagements de production d'énergie de tout établissement, entreprise ou de tout particulier, lorsque la puissance installée des appareils de production n'excède pas 8000 KVA (puissance maximum des machines tournantes susceptibles de marcher simultanément). Il ne sera pas tenu compte, pour le calcul de la puissance installée, des installations de récupération d'énergie résiduaire visées au paragraphe 4°.* »

<sup>103</sup> L'article 8, alinéa 3, paragraphe 7 de la loi de nationalisation dispose que « *Les aménagements de production d'électricité exploités, directement ou par le truchement d'organismes dans lesquels ils ont des participations, par tout département, groupement de communes ou commune utilisant l'énergie hydraulique des cours d'eau traversant leur territoire, lorsque la puissance installée des appareils de production n'excède pas 8000 KVA (puissance maximale des machines tournantes susceptibles de marcher simultanément).* »

<sup>104</sup> L'article 8, alinéa 3, paragraphe 6 de la loi de nationalisation dispose que « *Les installations réalisées ou à réaliser sous l'autorité des collectivités locales ou des établissements publics ou de leurs groupements, en vue d'utiliser le pouvoir calorifique des résidus et déchets collectés dans les centres urbains ou en vue d'alimenter un réseau de chaleur. Dans ce dernier cas, la puissance de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer. L'initiative de la création de ces installations revient aux collectivités locales intéressées. Ces installations doivent être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer. L'initiative de la création de ces installations revient aux collectivités locales intéressées. Ces installations doivent être gérées par les collectivités locales selon les diverses modalités définies par le code des communes. Toutefois, toute installation de production nucléaire, à l'exception des installations propres au commissariat à l'énergie atomique et à ses filiales, ne pourra être gérée que par Électricité de France ou une filiale de cet établissement.* »

<sup>105</sup> SABLIERE P., « *Droit de l'électricité, textes et commentaires* », Dalloz, Première Edition, 2003, p.179.

mixtes.<sup>106</sup> Néanmoins, il faut souligner le cas exceptionnel prévu par l'article 41<sup>107</sup> de la loi de nationalisation du de la CnR qui n'a jamais arrêté son activité de production.

L'obligation d'achat entre EDF et les producteurs autonomes était optionnelle. L'article 2 du décret n° 55-662 du 20 mai 1955<sup>108</sup> réglant les rapports entre les établissements visés par les articles 2 et 23 de la loi de nationalisation, et les producteurs autonomes d'électricité, règle les rapports entre EDF et les producteurs autonomes. Selon cette disposition, à condition d'assurer le bon fonctionnement de la distribution, EDF devra recevoir l'énergie produite par les producteurs autonomes<sup>109</sup> sur ses réseaux et passer un contrat pour l'achat de cette énergie. L'obligation d'achat entre EDF et les producteurs autonomes était également optionnelle. Les producteurs, dont la production annuelle moyenne de 1942 à 1943 était inférieure à 12 GWh, bénéficiaient d'une obligation d'achat permanente. Les tarifs d'achat de l'énergie et les conditions de fourniture étaient fixés par les cahiers des charges de concession.<sup>110</sup>

## B. Le transport d'électricité en France

La définition du transport releva des cahiers des charges des concessions. Pour la première fois, le décret n° 56-1225<sup>111</sup> du 28 novembre 1956 pris pour l'application de l'article 37 de la loi de nationalisation, approuvant le cahier des charges type de la concession à EDF « *Service national* » du réseau d'alimentation générale en énergie électrique et fixant les conditions de mise en vigueur du cahier des charges a défini le transport d'électricité.<sup>112</sup> C'est ainsi que le transport d'électricité était retenu par les cahiers de charges de concession qui

---

<sup>106</sup> L'article 8, alinéa 8, de la loi du 8 avril 1946 dispose que « *Les services de production d'électricité appartenant à la Société nationale des chemins de fer français, et les services de production de gaz et d'électricité appartenant aux Houillères nationales, restent leur propriété, mais seront gérés sous l'autorité du service national compétent par un comité mixte dont la composition et les attributions seront fixées par un décret pris sur le rapport du Ministre des Travaux publics et du Ministre de la Production industrielle, en ce qui concerne la Société nationale des chemins de fer français, et du Ministre de la production industrielle, en ce qui concerne les Houillères nationales* ».

<sup>107</sup> « *Une loi particulière à intervenir avant le 31 décembre 1946 déterminera les conditions de la liquidation de la Compagnie nationale du Rhône et celles dans lesquelles seront assurés les services autres que celui de l'électricité confiés à cette compagnie par la loi du 27 mai 1921. Un décret à intervenir dans le même délai fixera la liquidation de la société Énergie électrique de la Moyenne-Dordogne* ». Abrogé par loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004, art. 54.

<sup>108</sup> Modifié par le décret n° 65 - 813 du 20 septembre 1965, et l'article 28 du cahier des charges type de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, annexé au décret du 23 décembre 1994, approuvant ce cahier des charges.

<sup>109</sup> Suite à l'avancement technologique en tant que la cogénération, les énergies renouvelables et des déchets, la catégorie des producteurs autonomes a été élargie. En 1995, les prérogatives de l'obligation d'achat pour l'ensemble des installations de production autonome se trouvant sur le territoire métropolitain, ont été suspendues pour une durée de trois ans.

<sup>110</sup> CARRON A., « La production autonome d'électricité et le droit », CJEG, n° 263, décembre 1972, chronique p. 489 - 494.

<sup>111</sup> Le décret 1994 - 12 du 28 décembre 1994 approuvant le cahier des charges type de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique a modifié le premier décret de 1956 qui avait l'intention d'unir l'ensemble des concessions délivrées par l'Etat en une concession unique. Le décret n° 2006 - 1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité a abrogé le décret de 1956 par son l'article 2 qui est comme suivant : « *Le décret n° 56 - 1225 du 28 novembre 1956 pris pour l'application de l'article 37 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, approuvant le cahier des charges type de la concession à Électricité de France « Service national » du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, et fixant les conditions de mise en vigueur du cahier des charges de ladite concession par révision des cahiers des charges des concessions existantes, est abrogé* ».

<sup>112</sup> Le nouveau modèle de cahier des charges pour la concession à Électricité de France de la distribution publique d'électricité, C.J.E.G. janvier 1993, p. 6.

étaient égale ou supérieure à 63 kV qui alimente plusieurs concessions de distribution. Il convient d'entendre par cette définition que le transport d'électricité est sur le réseau à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des distributeurs. Le réseau de transport se caractérise non seulement par le niveau de tension élevé, mais aussi par une fonction de transit et répartition de l'énergie.

Exceptionnellement les lignes de tension inférieure à 63 kV peuvent relever du transport si elle a une fonction de répartition. Au contraire, une ligne égale ou supérieure à 63 kV peut relever de la distribution si elle se limite au niveau local de distribution.<sup>113</sup>

La délivrance à EDF d'une concession unique nommée « *Réseau d'Alimentation Générale* »<sup>114</sup> (« RAG ») regroupant tous les réseaux de transport avait pour but d'interconnecter et d'alimenter des distributeurs et de desserte de gros clients industriels. C'est ainsi qu'en matière de transport, EDF devient l'unique concessionnaire du réseau d'alimentation générale et a été soumise au cahier des charges du réseau de transport d'électricité.

Le droit d'accès n'existait qu'en faveur des producteurs autonomes et seulement dans des limites étroites afin qu'ils puissent écouler leur production vers EDF ou vers des tiers, moyennant paiement d'un péage. La loi du 19 juillet 1922<sup>115</sup> autorisant la création de réseaux de transport d'énergie électrique à haute tension, définit le statut juridique des ouvrages de transport relatifs à la centralisation du contrôle de la construction et de l'exploitation des grands réseaux de transport de force à haute tension. L'article 3 de la loi du 19 juillet 1922 ayant but de centraliser l'activité de transport d'électricité disposait que « *dans le but d'assurer une utilisation plus complète de l'énergie électrique, l'État pourra obliger les producteurs et les distributeurs d'énergie, les départements, communes et services publics d'une même région, intéressés sous une forme quelconque à un transport d'énergie électrique, à constituer sous sa direction et, le cas échéant, avec son concours financier, un organisme collectif spécial, en vue de construire et d'exploiter un réseau de lignes de transport à haute tension destinées notamment à joindre les usines productrices entre elles et aux sous-stations de transformation d'où partent les lignes de distribution* ».

---

<sup>113</sup> MULLER Martine, La nationalisation de 1946 : un exemple régional, Bulletin d'histoire de l'électricité, décembre 1987.

<sup>114</sup> Autrement dit l'ensemble des installations concédées à EDF.

<sup>115</sup> Complété la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique.

Le décret du 29 juillet 1927<sup>116</sup> fixant les modalités d'octroi des concessions de transport concentre des sociétés électricité et les décrets lois du 17 juin 1938 ont également favorisé la mise en place d'un *dispatching central*<sup>117</sup> et le renforcement du contrôle de l'État. Ces textes incitaient l'interconnexion des réseaux de transport d'électricité et ils s'exerçaient sur les distributions d'électricité avec la politique d'abandon du régime de la *permission de voirie* considéré comme n'apportant pas de garanties et de contrôles pour la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité.

Quant à la distribution de l'électricité, la loi du 25 juin 1895<sup>118</sup> définissant le cadre général des distributions d'électricité et la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique sont les origines du secteur de l'électricité en France.<sup>119</sup> Par la loi du 15 juin 1906, l'électricité a acquis un statut de service public, et les entreprises de distribution d'électricité ont tiré avantage d'un monopole *de fait* pour l'éclairage. À cette époque, la péréquation tarifaire et le principe de non discrimination étaient des éléments essentiels de la notion de service public ayant besoin de l'une coordination nationale de la production et du réseau.<sup>120</sup>

Il exista pendant longtemps le monopole de la distribution publique de l'électricité dans le cadre des concessions communales ou intercommunales. La nationalisation de la distribution de l'électricité se basa sur le fait du transfert à EDF de l'ensemble des monopoles locaux ayant leurs propres réseaux dans une zone géographique donnée. Le but de cette opération était de rentabiliser les investissements et fixer une péréquation tarifaire pour le service de distribution de l'électricité. Pour y parvenir, l'article 33<sup>121</sup> de la loi de nationalisation prévoyait un « *fonds unique de péréquation et de compensation du gaz et de l'électricité* ».<sup>122</sup>

---

<sup>116</sup> Le décret du 29 juillet 1927 portant règlement d'administration publique pour l'application de la loi du 15 juin 1906.

<sup>117</sup> <http://www.edf.com/html/panorama/transport/dispatching.html> « La demande en électricité varie constamment au cours d'une journée en fonction des horaires de travail, de la durée du jour ou de la température. D'autres critères entrent également en ligne de compte comme les périodes de congé, les jours de la semaine, la saison en cours et les événements du calendrier. L'électricité produite par les centrales ne se stocke pas. Aussi, pour ajuster très précisément la production à la demande, le réseau s'appuie sur des dispatchings, des centres de répartition de l'électricité. Des prévisions de consommation définissent les besoins théoriques et des ajustements ont lieu en permanence pendant la journée. En France, il existe actuellement en 2012: 1 dispatching national qui gère le réseau d'interconnexion à 400 000 volts et les échanges avec l'étranger et 7 dispatching régionaux qui se chargent de la conduite des réseaux régionaux ».

<sup>118</sup> La loi du 25 juin 1895 concernant les conditions d'établissement des conducteurs électriques autres que les conducteurs télégraphiques et téléphoniques.

<sup>119</sup> SABLIERE Pierre, Le nouveau cahier des charges type de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, C.J.E.G. mars 1995, p. 88.

<sup>120</sup> BERGOUGNOUX Jean, VAROQUAUX William, Caractéristiques du service public de l'électricité, C.J.E.G. octobre 1987, 817.

<sup>121</sup> L'article 33 de la loi de nationalisation a été abrogé par le décret n° 51 - 826 du 29 juin 1951 pris en application de la loi de plein pouvoir du 17 août 1948, lui-même abrogé par le décret n° 56 - 941 du 18 septembre 1956 pris en application de la même loi. Il ajoutait à l'article 33 cinq nouveaux alinéas instituant un fonds de péréquation de l'électricité, le « *fonds de péréquation de l'électricité* » géré par EDF.

<sup>122</sup> CHARBIT Nicolas, « Le droit de la concurrence et le secteur public », p. 354 « Ce fond, jamais mis en place, qui est ainsi ressuscité, mais là de manière exclusive pour financer les charges des missions de service public telles que définies par le projet de loi du 17 mai 2000 relatif à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières rédigé dans le cadre de la transposition de la directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 ».

La loi de nationalisation a eu pour but de nationaliser l'activité de distribution de l'électricité, mais un certain nombre d'entreprises de distribution s'étaient maintenus sur le marché énergétique.<sup>123</sup> À l'origine, les articles 2 et 3 de la loi de nationalisation prévoyaient de confier la gestion de la distribution d'électricité et du gaz à des établissements publics régionaux. Mais en pratique, EDF et GDF étant deux opérateurs publics extrêmement intégrés, ont pris la charge des services nationaux de distribution au lieu des établissements publics régionaux prévus par la loi de la nationalisation, et ils ont bénéficié d'un monopole quasi-complet de production à la distribution en passant par le transport.

La loi de nationalisation par son article 23<sup>92</sup> permettait à certaines entreprises non nationalisées de se maintenir sur le marché de l'énergie. À la différence de la nationalisation de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, celle de l'importation et de l'exportation était le monopole total.<sup>124</sup> Une seule dérogation a été prévue par l'ordonnance n° 58 - 1137 du 28 novembre 1958<sup>125</sup> qui permettait de construire des sociétés anonymes de production nucléaire sur le sol français dans lesquelles EDF détient au moins la moitié du capital. C'est ainsi que les partenaires étrangers peuvent participer à ces entreprises de la part d'énergie produite correspondant à leur participation dans le capital et pouvaient exporter l'électricité sous le contrôle étroit de l'EDF.

Le monopole de l'électricité sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC ») issu de la nationalisation des actifs des sociétés

---

<sup>123</sup> SABLIERE Pierre, Le nouveau cahier des charges type de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, C.J.E.G. mars 1995, p. 87 - 99.

<sup>92</sup> Bien qu'une dérogation ait été portée avec la transposition de la directive 90/547/CE du 29 octobre 1990 relative au transit d'électricité sur les grands réseaux, la Commission européenne n'est pas favorable avec le monopole d'exportation de l'énergie afin de protéger le principe de libre circulation des marchandises.

<sup>93</sup> L'article 23 de la loi du 8 avril 1946 a été modifié par Loi n°2004 - 803 du 9 août 2004 - art. 29 JORF 11 août 2004. Il dispose que « *Les sociétés de distribution à économie mixte dans lesquelles l'État ou les collectivités publiques possèdent la majorité, les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales sont maintenus dans leur situation actuelle, le statut de ces entreprises devant toujours conserver le caractère particulier qui leur a donné naissance d'après les lois et décrets en vigueur ou futurs. Dans le cas où la distribution d'électricité ou de gaz était exploitée antérieurement à la présente loi par les régies ou services analogues constitués par les collectivités locales ou par les sociétés ou ces collectivités avaient la majorité des actions, ou bien dont elles partageaient les profits dans une proportion égale ou supérieure à celles qui découle du décret du 28 décembre 1926 sur les sociétés d'économie mixte, ces services ou sociétés seront, dans le cadre des services de distribution constitués ou transformés en établissements publics communaux ou intercommunaux qui prendront avec la forme adéquate le nom de "Régie de ..." suivi du nom de la collectivité. Les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité pourront également être maintenues dans le cadre des services de distribution. Leurs rapports avec ces services et leur statut seront déterminés par un décret pris sur le rapport des ministres de la production industrielle et de l'agriculture. Sous cette réserve, les organisations prévues au premier paragraphe du présent article conserveront leur autonomie* ».

<sup>125</sup> L'ordonnance n° 58 - 1137 du 28 novembre 1958 relative à la réalisation d'installations de production nucléaire d'électricité dans le cadre des programmes de la Communauté Européenne de l'Énergie Électrique « *...Pendant toute la durée de la société, la moitié au moins de son capital social doit être détenue par Électricité de France, service national, le surplus étant souscrit par des personnes physiques ou morales ressortissantes de pays étrangers signataires du traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique. La partie de l'énergie produite dans les installations de la société et correspondant à la participation des actionnaires étrangers dans le capital social de la société est mise à la disposition de ceux-ci ou de leur groupements: l'exploitation des installations et assurées par Électricité de France, service national. Le transport de l'énergie à destination de l'étranger et assuré par le réseau concédé à Électricité de France, service national, jusqu'aux frontières où s'effectue la livraison* ».

d'électricité antérieurement constituées a donné naissance de l'EDF.<sup>126</sup> Ce dernier assurait 94 % de la production de l'électricité nationale, y compris la production de la Compagnie Nationale du Rhône (« CNR ») qui appartient par contrat à EDF, 100 % du transport et 95 % de la distribution. Par ailleurs, à la veille de la politique de nationalisation en 1946, il y avait environ 1450 opérateurs dans le secteur de l'électricité en France, 154 entreprises de production, 86 entreprises de transport et environ 1150 entreprises de distribution, mais en réalité la plus grande majorité desdites entreprises étaient sous le contrôle d'une dizaine de grands groupes financiers.<sup>127</sup> Parmi les groupes puissants il existait Mercier, Durand, Compagnie Lorraine d'Électricité, Compagnie Nantaise d'Électricité, Groupe Empain<sup>128</sup>, la Sofina, la Compagnie Centrale d'Électricité à Rouen, la Compagnie parisienne de Distribution d'Électricité (« CPDE »). Aux termes des dispositions de l'article 6<sup>129</sup> de la loi de nationalisation, le transfert des biens, droits, obligations des entreprises nationalisées aux services nationaux était plutôt un transfert de la gestion et de la réorganisation d'un service public qu'un transfert de propriété.<sup>130</sup>

L'article 9 du Préambule de la Constitution du 27 octobre 1946 dispose que « *Tout bien, toute entreprise, dont l'exploitation acquiert les caractères d'un service public national ou d'un monopole de fait, doit devenir la propriété de la collectivité* ». Suite à la vague de la nationalisation prévue par cette disposition du secteur énergétique en France, les activités de production, du transport, de la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité et du gaz combustible ont commencé à être nationalisées. En outre, cette disposition constitutionnelle avait une valeur de validation du mouvement de la nationalisation *a posteriori* au niveau constitutionnel.

---

<sup>126</sup> SABLIERE Pierre, Les Établissements Publics Industriels et Commerciaux Doivent-Ils Être Propriétaires d'Un Domaine Public ? C.J.E.G. juillet 1984, p. 258 - 269, "L'introduction d'un nouveau concept: la domanialité semi-publique".

<sup>127</sup> SABLIERE P., La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, p.12.

<sup>128</sup> La société d'électricité de Paris, la société d'électricité de la Seine.

<sup>129</sup> L'ensemble des biens, droits et obligations des entreprises qui ont pour activité principale la production, le transport ou la distribution d'électricité ou du gaz sur le territoire de la métropole est intégralement transféré aux services nationaux sous réserve des dispositions de l'article 15. Il en est de même de l'ensemble des biens, droits et obligations des entreprises qui ont pour activité principale la participation à la gestion ou au fonctionnement des entreprises susvisées sous réserve des dispositions de l'article 15. Les entreprises auxquelles les dispositions du présent article sont applicables et l'établissement auquel leurs biens, droits et obligations sont transférés sont désignés par décrets pris sur le rapport des ministres de la production industrielle et de l'économie et des finances. Abrogé par la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 - art. 54 (VT) JORF 11 août 2004.

<sup>130</sup> Le propos de Paul RAMADIER sur la nature du transfert des services énergétiques: « *D'ores et déjà, en matière d'électricité et de gaz, la plus grande partie des installations, ne sont pas la propriété des compagnies qui les exploitent. Elles sont la propriété, actuelle ou à terme, des autorités concédantes, c'est-à-dire des collectivités, Etat, communes, syndicats de commune. Il n'y a pour ainsi dire pas de transfert de propriété...Il s'agit, à vrai dire, bien plus d'un transfert de la gestion et de la réorganisation d'un service public que d'un transfert de propriété* », JORF, débats parlementaires, 2ème séance du 22 mars 1946, p. 1012, col.1 et 2.

En parallèle, le secrétariat d'État à l'industrie a publié le Livre Blanc à partir de la consultation auprès des différentes autorités et confié à un député la mission de réflexion sur le marché énergétique français.<sup>131</sup>

Selon le Rapport de Paul RAMADIER, le but de la politique de la nationalisation n'était pas une totale nationalisation du secteur de l'électricité, mais plutôt de nationaliser ce qui est nécessaire pour le bon fonctionnement du service public.

Le premier titre de la loi de nationalisation comprenait quatre principes fondamentaux qui étaient la nationalisation de l'électricité et du gaz, la création des deux établissements publics nationaux, Électricité de France et Gaz de France et d'établissements publics régionaux qui n'ont jamais été construits, les principes de base de fonctionnement de ces services et la possibilité pour eux d'instituer des services communs par le biais de contrats.

Quant à la question des obligations de service public, la loi de nationalisation n'en traitait pas le sujet, mais plutôt, ladite question a été abordée dans les cahiers des charges des concessions de transport et de distribution. La loi de nationalisation prévoyait un monopole intégral de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, ainsi que de son importation et exportation qui a été exploitée pas des régies nationales et syndicales dans le cadre du département. Le premier article de la loi de nationalisation stipulait la nationalisation de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et l'exportation d'électricité. Il posait également le principe d'un transfert total et immédiat à la Nation de l'ensemble des activités à la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité.

D'après Pierre Sablière, si EDF avait un véritable intérêt pour le monopole de l'importation et de l'exportation et le quasi-monopole du transport d'électricité, il n'en était pas de même pour la production et la distribution où les dérogations étaient plus importantes. En outre, selon lui il a fallu distinguer les hypothèses où il y avait nationalisation par les collectivités publiques ou le secteur public sans que cela soit nécessairement au profit d'EDF, et celles où il y avait véritablement maintien dans le secteur libre au profit notamment d'industries privées.<sup>132</sup>

---

<sup>131</sup> DUMONT J. L., Réussir la future organisation électrique française, rapport au Premier Ministre, 2 juillet 1998 et N. BRICQ, Mission de réflexion et de concertation sur la transposition de la directive européenne sur « *le marché intérieur du gaz* », rapport au Premier Ministre, 1999.

<sup>132</sup> SABLIERE P., « La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », CJEG, hors-série, 1993, p. 28.

## SECTION 2.

### L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN TURQUIE

#### § 1. L'origine du secteur turc de l'électricité et l'opérateur historique « TEK »

Le secteur de l'électricité en Turquie a été historiquement créé par les investisseurs étrangers au début des années 1900. La première centrale de production de l'énergie électrique en Turquie a été construite à Mersin - Tarsus en 1902<sup>133</sup> par une entreprise privée contenant une dynamo liée à un moulin à eau de 2 kW.

Afin d'analyser le secteur de l'électricité en Turquie, il convient ainsi d'évoquer, tout d'abord, son origine, ensuite la création de l'Institut de l'Électricité de Turquie (« TEK »<sup>134</sup>) en tant qu'opérateur historique du secteur de l'électricité en Turquie.

#### A. L'origine du secteur de l'électricité en Turquie

Au cours de cette sous-section composée de cinq parties concernant les origines du secteur de l'électricité en Turquie, à la lumière des réglementations concernées, il importe de chronologiquement traiter des étapes de la création des différents types d'entreprises de production et de distribution, des institutions publiques, des centrales hydrauliques et thermiques et avant la constitution du TEK étant l'opérateur historique, monopole verticalement intégré dans le secteur électrique turc.

#### 1. L'évolution du secteur de l'électricité en Turquie

La structure et le fonctionnement du secteur de l'électricité en Turquie devront être examinés, d'un point de vue juridique, par ses besoins en face des exigences des politiques énergétiques européennes. C'est ainsi qu'il convient, tout d'abord, d'analyser les étapes de la genèse et le développement du secteur de l'électricité en Turquie. Au départ, le secteur électrique turc était dirigé par des entreprises de concession et par les institutions publiques. Par la suite, il s'est développé sous le système d'interconnexion permettant aux investissements de constructions des centrales hydrauliques et thermiques, enfin sous le

---

<sup>133</sup> ULUSOY Ali, « Elektrik Dağıtım Özelleştirmelerine Hukuki Bakış », (Approche juridique aux privatisations de distribution d'électricité), Ankara, 2005, Elder, p. 1.

<sup>134</sup> Türkiye Elektrik Kurumu.



monopole de TEK et il est revenu au régime de concession. Il importe ainsi d'exposer ces cinq étapes de la genèse chronologiquement.<sup>135</sup>

#### **a. La période des entreprises de concession**

La première étude juridique dans le secteur de l'électricité en Turquie a été effectuée le 10 juin 1910 par la loi n° 932 sur les concessions.<sup>136</sup> Cette loi s'était appliquée jusqu'aux années 1980 pendant lesquelles la Turquie a commencé à mettre en œuvre les politiques de privatisation, et les nouveaux modèles pour l'application des services publics sont apparus.<sup>137</sup> En vertu de la loi n° 932, pour la première fois, afin de réaliser les services de production et distribution de l'électricité à İstanbul, la concession de travail pour une période de 50 ans été attribuée à la Société Anonyme Ottomane d'Électricité créée solidairement par la Société Anonyme de Macar Ganz, le Banque de Bruxelles et Banque Générale de Crédit. Cette entreprise a été achetée et étatisée le 1<sup>er</sup> juillet 1938.

En tant que première installation de production d'électricité de l'Empire Ottoman et de la Turquie, la centrale thermique de Silartarağa a été ouverte le 11 février 1914 par la Société Anonyme Ottoman d'Électricité.<sup>138</sup> Cette installation a effectivement fonctionné jusqu'en 1983 où la production d'électricité a été arrêtée.

Dans les années 1920, plusieurs investissements ont été réalisés dans les différentes villes de la Turquie. En 1923 l'année de la fondation de la République de la Turquie, la puissance installée d'électricité avait aboutit à 33 MW et la production à 45 millions kWh. En 1925 pour satisfaire des besoins en électricité d'Ankara, la centrale diesel a été construite par la coopération de MAN et AEG. En 1926 la Société anonyme de l'électricité de Kayseri a été construite et fonctionne toujours aujourd'hui.

Pendant les premières années de la République de la Turquie jusqu'aux années 1930, l'insuffisance dans les ressources financières du capital national, la plupart des investissements dans le secteur de l'électricité a été réalisée par les étrangers, notamment par

---

<sup>135</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, *Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası* (« La Consommation de l'Énergie Électrique et le Marché de l'Énergie Électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

<sup>136</sup> L'intitulé original de la loi de 10 juin 1326 (1910) n° 932 est « *Menaf'ı Umumiyye Müeallik İmtiyazat Hakkında Kanun* ». Même si cette loi a été modifiée par la loi n° 2025 du 2 juillet 1932, elle est toujours en vigueur. Cette loi assigne le Conseil des ministres de déterminer les concessions. Néanmoins cette loi ne régule pas le droit d'attribuer des concessions aux pouvoirs locaux.

<sup>137</sup> KARAMUSTAFAOĞLU Mert, « Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi » (« La Série des Thèses de Spécialité de l'Institution de la Compétence »), p. 25.

<sup>138</sup> ŞANDIR Erençül, « *Elektrik Piyasasında Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi: Türkiye Uygulaması* » (« L'évolution des Projets d'Investissement dans le Secteur Électrique: Application en Turquie »), Gazi Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalı Finansman Bilim Dalı, Directeur de thèse Prof. Dr. Metin Kamil ERCAN, Ankara, 2007, 76-82.

l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et l'Hongrie.<sup>139</sup> Ces investissements entrepris par les étrangers se composaient de l'exploitation des centrales locales à petite dimension.

Suite à la mise en place du premier plan de l'industrialisation de cinq ans (pour la période entre 1933-1937), l'institut de recherche et d'étude des mines (« MTA »)<sup>140</sup> par la loi n° 2804 et Etibank par la loi n° 2805 ont été fondés. Dans lesdites lois, il était prévu qu'Etibank se serait occupé des activités de la production et de la distribution de l'énergie. Le 14 juin 1935 dans le but de déterminer les potentiels d'énergie électrique en Turquie par la loi n° 2819 l'administration d'étude des affaires électriques<sup>141</sup> a été construite. Ces trois institutions étatiques se sont mises en fonction en même temps pour qu'elles travaillent en coopération l'une l'autre. En 1935 une des trois essentielles fonctions d'Etibank a été déterminée en tant qu'exploitation de l'électricité. Après que MTA, Etibank, EİEİ, İller Bankası (« *Banque des Départements* »)<sup>142</sup>, la Direction Générale des Affaires Hydrauliques de l'État (« DSİ ») étaient entrés au marché électrique, le secteur électrique a perdu sa direction centrale. C'était ainsi qu'en 1935, la puissance installée à 126.2 MW et la production d'électricité à 213 millions kWh. Jusqu'en 1939, les activités d'électricité ont été assumées par les entreprises étrangères sous la forme de petites centrales locales et les réseaux locaux isolés fournis par ces premiers.

## **b. La période des institutions publiques**

À partir des années 1930 le concept de nationalisation accepté par l'Europe a eu une influence sur l'accélération des processus de nationalisation du secteur de l'électricité en Turquie. Vers la fin des années 1930, les concessions attribuées aux entreprises étrangères ont été étatisées, et des services publics de distribution d'électricité ont été cédés aux municipalités.

En 1944 la Turquie avait entièrement nationalisé son secteur de l'énergie avant que la France complète le processus de la nationalisation de son secteur de l'énergie.<sup>143</sup>

En 1948 la centrale thermique de Çatalağzı - Zonguldak a été mis en place et en 1952 par le biais des lignes de transfert d'énergie de 154 kV, il a supporté le service de l'électricité à İstanbul. Ces lignes de transfert d'énergie étaient le point de départ du système d'interconnexion d'électricité en Turquie.

---

<sup>139</sup> HEPBAŞLI, 2005.

<sup>140</sup> Maden Tetkik Arama Enstitüsü (« MTA »).

<sup>141</sup> Elektrik İşleri Etüt İdaresi (« EİEİ »).

<sup>142</sup> ŞANDIR Erençül, « En 1945, avec la réorganisation de la Banque des municipalités, le Banque des Départements a été créée », p. 76.

<sup>143</sup> ERDOĞDU, 2009.

Dans les années 1950 la puissance installée de la Turquie était de 407.8 MW et la production était de 789.5 million KW. Le besoin en électricité des villes a été satisfait par les centrales de charbon à petite capacité créées dans les bassins de charbon et lignite d'Etibank, les centrales hydrauliques et diesels créées et exploitées par la Banque des Départements, les centrales diesels exploitées par les municipalités et les institutions industrielles. À cet époque, l'État et le secteur privé ont commencé de construire et exploiter de nouvelles centrales qui étaient ÇEAŞ<sup>144</sup> qui fournissait l'électricité au région d'Adana et İçel, et Kepez Elektrik A.Ş.<sup>145</sup> qui fournissait l'électricité à la région d'Antalya situé au sud de la Turquie.

Le premier congrès de consultation en énergie a été organisé en 1953 afin de surmonter la période de dispersion des activités électriques. En cours de ce congrès, la majorité avait admis de créer un seul établissement central pour la gestion de toutes les activités de l'électricité en Turquie.

### **c. La période de la construction des centrales hydrauliques et thermiques régionales**

Jusqu'à la création de DSİ en 1954, tout le service de la production et de la distribution de l'électricité, y compris l'électricité hydraulique<sup>146</sup>, a été exploité par les centrales hydrauliques et diesels à petite capacité dirigés par les organisations industrielles et les municipalités en vue de satisfaire les besoins d'électricité des villes. En 1956 le barrage et la centrale hydroélectrique<sup>147</sup> de Seyhan à Adana, le barrage et la centrale hydroélectrique de Sariyer à Ankara et le central thermique de Tunçbilek à Kütahya ont été connectés au système national d'électricité.

Les barrages et centrales hydroélectriques construits pendant les années 1950<sup>148</sup>, ont contribué à renfoncer la capacité de la production de l'électricité avant la constitution de TEK.

La Turquie a développé le Projet d'Anatolie du Sud-Est (« GAP »)<sup>149</sup> qui est désigné en tant qu'un projet hydroélectrique<sup>150</sup> et un immense chantier de travaux publics lancés vers

---

<sup>144</sup> La Société Anonyme de l'Électricité de Çukurova - Çukurova Elektrik A.Ş.

<sup>145</sup> La Société Anonyme de l'Électricité de Kepez.

<sup>146</sup> Pour répondre à la forte demande en énergie, la Turquie a actuellement lancé deux grands projets le Projet d'Anatolie du Sud-Est inclut la construction de 19 centrales hydroélectriques.

<sup>147</sup> Hidroelektrik Santral (« HES »).

<sup>148</sup> Le barrage et la centrale hydroélectrique Kemer qui a été construite à proximité de Nazilli en 1958 et le barrage et la centrale hydroélectrique Hirfanlı à Kırşehir en 1959, le barrage et la centrale hydroélectrique Demirköprü à Manisa en 1960.

<sup>149</sup> Le projet de l'Anatolie de Sud-est (« Güneydoğu Anadolu Projesi »).

<sup>150</sup> PAILLARD Christophe Alexandre, « Où en est la Turquie dans sa volonté de devenir un hub énergétique? », Observatoire de la Turquie et de son environnement géopolitique, 20 juin 2012, p. 14.

la fin des années 1970 pour créer les barrages destinés à maximiser le ressource en eau en Anatolie orientale sur l'Euphrate et le Tigre.<sup>151</sup>

## **2. Établissement Turc de l'Électricité « TEK »**

### **a. La période d'Établissement Turc de l'Électricité « TEK »**

Après la création du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles (« MERN »), TEK a été fondée en 1970 par la loi n° 1312 et hormis certaines exceptions doté du monopole de la construction et l'exploitation des installations de production, transport et distribution d'électricité et la planification du secteur de l'électricité en Turquie.

Suite à sa constitution, TEK fonctionna dans tous les segments du secteur de l'électricité sauf la distribution. C'est ainsi que la structure du secteur électrique turc a été construite, dès l'origine, verticalement intégrée sous la forme d'un monopole. Dans la première étape, toutes les centrales et tous les réseaux appartenant à l'Etibank, le Banque des Départements et DSI ont été cédés à TEK. Nonobstant, les réseaux des villes restaient en tant que propriété des municipalités, les centrales hydrauliques appartenaient à DSI, l'installation des réseaux de ville à la Banque des Départements.

En 1972 le barrage et la centrale hydraulique de Gökçekaya à Eskişehir et la centrale thermique de Seyitömer ont été mis en place. En 1975 le barrage de Keban a été construit avec la puissance installée de 1330 MW. L'importation d'électricité en Turquie a été réalisée pour la première fois en 1975.

En 1982 par la loi n° 2705 les services de la production et du transport d'électricité - hormis la distribution - des municipalités ont été cédé à TEK et la vente d'électricité a été réalisée par TEK. À la date de sa création, la puissance installée de TEK était de 2.2234, 9 MW et la demande d'énergie électrique de la Turquie était de 8.6 milliard kWh. En dix ans la puissance installée est arrivée à 5.118,7 MW et la demande de la Turquie de 23.3 milliard kWh.<sup>152</sup>

Jusqu'aux années 1980, la stratégie d'industrialisation de la Turquie était d'importer les matières premières qui étaient nécessaires pour le développement des industries dirigées par l'État et tous les investissements d'infrastructures étaient en charge de l'État. Notamment

---

<sup>151</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 62.

<sup>152</sup> ŞANDIR Erengül, p. 76.

entre 1965 et 1970<sup>153</sup>, l'économie de la Turquie a grandi approximativement de 5,9 % chaque année. En parallèle de l'augmentation du taux de croissance de l'économie, le besoin en énergie a également montré une tendance forte à l'augmentation.

### **b. La fin du monopole de TEK et la période de retour aux entreprises de concession**

Dans les années 1980 la Turquie a suivi la stratégie de développement basée sur l'exportation et créé différentes alternatives pour que les acteurs privés puissent entrer dans le secteur électrique turc.

La loi n° 3096<sup>154</sup> de 1984 a ouvert le chemin pour la production, le transport et la distribution d'électricité par d'autres organisations que TEK. La loi n° 3096 énonçait le modèle Build-Operate-Transfer<sup>155</sup> (« BOT ») qui permettait aux entreprises privées d'offrir des services de production, transport, distribution et vente d'électricité par le biais de la signature d'un contrat avec le MERN. Dans le cadre du modèle BOT, l'État donnait aux entreprises privées l'autorisation de l'exploitation des centrales de production d'électricité et de la vente de l'électricité qu'ils ont produite à la Société anonyme de l'électricité de la Turquie (« TEAŞ ») pendant la période de l'autorisation. Par ailleurs, l'entreprise privée endossait tous les frais pendant la période d'investissements et exploitait l'installation construite pendant une durée déterminée et en contrepartie des tarifs fixés. Dans le modèle BOT, la propriété de la zone et de l'installation relevait de l'État et à la fin de la période de l'autorisation, la propriété retournait à l'État.<sup>156</sup>

En outre, la loi n° 3096 énonçait les dispositions sur le transfert des droits d'exploitation<sup>157</sup> (« İHD »), production, transport, distribution, des établissements publics aux entreprises privées en contrepartie d'un prix durant la période du contrat. Dans ce modèle İHD, à la différence du modèle BOT, la propriété des installations qui existaient déjà, appartenait à la TEK, le secteur privé n'est privé que du droit d'exploitation. De cette manière, les sociétés privées non seulement nationales, mais aussi internationales, ont trouvé l'occasion d'assumer dans les activités de production, transport, distribution et vente d'électricité. En outre, par le biais des dispositions issues du champ d'application de ladite loi, le concept de l'« *autoproduction* » a été inventé dans le secteur de production d'électricité.

---

<sup>153</sup> Grâce aux devises apportées en Turquie par les ouvriers turcs qui travaillent à l'étranger.

<sup>154</sup> 3096 sayılı Yap-İşlet - Devret kanunu (RG. 19.12.1984 tarih, s. 18610).

<sup>155</sup> Yap - İşlet - Devret (« YİD »).

<sup>156</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası (« La Consommation de l'Énergie Électrique et le Marché de l'Énergie Électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

<sup>157</sup> İşletme Hakkı Devri (« İHD »).

L'obscurité de la loi n° 3096 dans le domaine juridique et bureaucratique a causé des retards dans les investissements dans le secteur électrique en Turquie.

En vertu du décret n° 9799 de 1985, les installations de cogénération ont été construites et exploitées. En 1986 la coopération de construction de réacteur nucléaire de 600 MW a été signée avec le Canadien AECL<sup>158</sup>, mais à cause de l'accident de Tchernobyl qui s'est produit la même année, ce projet a été annulé.

Le 12 août 1993 par la décision n° 93/4789 du Conseil des ministres, TEK a été divisé en deux parties TEAŞ responsable pour la distribution d'électricité et TEDAŞ responsable pour le transport d'électricité.

Sous le modèle BOT, TEAŞ ou TEDAŞ assuraient l'achat de la totalité de la production annuelle de l'électricité de l'entreprise à laquelle l'État donne la garantie de carburant, dans les cas de force majeure, le Fond de l'énergie électrique assurait des crédits à l'entreprise chargée et TEAŞ ou le Fond de l'énergie électrique donnait la garantie de la trésorerie pour les paiements. À la fin de la période du contrat sous le modèle Yİ, la propriété des installations de production, transport et distribution retournait à l'État.<sup>159</sup>

La loi n° 3974 de 1994 concernant la privatisation de TEK est entrée en vigueur, mais elle a été annulée par la décision de la Cour constitutionnelle de 10 décembre 1994. Le 18 juin 1994 la loi n° 3996<sup>160</sup> visant à organiser certains investissements et services dans le cadre du modèle BOT, est entrée en vigueur pour encadrer le champ d'application de la loi n° 3096 BOT. L'objectif essentiel de cette loi est de permettre aux établissements et instituts publics de réaliser certains investissements et services nécessitant des budgets assez élevés et des technologies développées dans le cadre BOT. Ainsi, la loi n° 3996 avait tendance à développer le champ d'application du modèle de BOT de la loi n° 3096 dans le secteur de l'énergie de manière à conclure des projets et services d'infrastructure qui nécessitent le budget élevé et la technologie développée.

La loi n° 4047 a modifié la loi n° 3996, et a supprimé les projets d'énergie dans le champ d'application de la loi n° 3996 et a permis les projets d'énergie dans le cadre de la loi n° 3096 de bénéficier des articles 5, 11, 12, 14.

---

<sup>158</sup> <http://www.aecl.ca/en/home/default.aspx>.

<sup>159</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası (« La Consommation de l'Énergie Électrique et le Marché de l'Énergie Électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

<sup>160</sup> La loi n° 3996 sur le rendement de certains services et investissements dans le cadre du modèle BOT, publiée dans le Journal officiel n° 21959, le 13.6.1994; la loi n° 4047 concernant la modification de la loi sur le rendement de certains services et investissements dans le cadre du modèle BOT, J.O. n° 22130, le 13.12.1994.

Selon la décision n° 96/8269 du Conseil des ministres sur la construction et l'exploitation des installations de production de l'électricité publiée dans le Journal officiel n° 22660 du 8 juin 1996, le modèle « Build-Operate »<sup>161</sup> a été mise en place. Dans le recours en annulation de la notification sur la procédure de l'application du décret n° 96/8269, le 19 février 1997, la 10<sup>ème</sup> chambre du Conseil d'État a pris la décision n° 1996/8792 de suspendre l'exécution. Par la suite, la loi n° 4283 sur la construction et l'exploitation des centrales de production de l'électricité et de la vente de l'électricité par le biais du modèle BOT, est entrée en vigueur en étant publiée dans le Journal officiel n° 23054 du 19 juillet 1997. Contrairement au modèle BOT, la loi n° 4283 permettait aux entreprises de devenir propriétaire des installations et n'obligeait pas à transmettre ces installations au ministère concerné. La loi n° 4283 relevée suite aux difficultés confrontées à l'application du modèle BOT autorise seulement les centrales thermales, mais pas les centrales géothermiques, nucléaires et hydrauliques et d'autres ressources renouvelables, à construire les installations et attribue des permissions d'exploitation et régule des procédures de vente de l'énergie. Dans le cadre de ce modèle, MENR a été doté par le droit d'attribuer la permission d'exploitation et de construction après avoir pris l'avis de TEAŞ contenant les motifs appropriés aux politiques et aux plans énergétique de la Turquie. Néanmoins, selon la loi n° 4283, pour les obligations de paiement de TEAŞ provenant des règles du contrat concernant les ventes d'énergie, le ministère auquel le secrétaire du trésor est lié, pouvait donner la garantie du trésor à l'entreprise de production d'électricité.

En 1999 les articles 47, 125 et 155 de la constitution turque ont été modifiés. Le nouvel article 47 disposait que les services et investissements qui devraient être réalisés par l'État ne pourraient plus être concessions, mais pourraient être cédés aux établissements privés ou pourraient être faits par ces derniers d'une manière à être soumis au droit privé. Suite à la modification de l'article 125 de la constitution turque, il était désormais possible de s'adresser à l'arbitrage national ou international pour les conflits provenant des licences et contrats apportant des éléments étrangers concernant le service public. Finalement, par la modification de l'article 155 de la Constitution, le Conseil d'État est devenu obligé de déclarer son avis sur les contrats de concession dans les deux mois à compter du moment où ces contrats lui ont été présentés. De cette façon, la mission du Conseil d'État concernant les contrats de concession a été relevée, et le Conseil d'État est devenue l'instance d'avis.

---

<sup>161</sup> Yap-İşlet (« Yİ »).

À la suite de l'entrée en vigueur de la loi n° 4446, dans le but de l'application des modifications de la Constitution, une série de lois sont entrées en vigueur : la loi n° 2575 du Conseil d'État, et la loi n° 4492 concernant la modification de certains articles de la loi n° 2577 de la procédure administrative, et la loi n° 4493 concernant la modification de certains articles de la loi BOT et la loi n° 4501 concernant les principes de l'arbitrage des conflits provenant des contrats et licences de concession concernant les services publics.

## **B. Établissement Turc de l'Électricité « TEK »**

Établissement Turc de l'Électricité « TEK » qui a pris le modèle d'EDF pour l'organisation et la planification de sa structure, a été fondé en 1970 par la loi n° 1312<sup>162</sup> du 15 juillet 1970, sous le statut d'entreprise publique économique<sup>163</sup> et a commencé à fonctionner le 25 octobre 1970. Par la création de TEK, pour la première fois dans son histoire, la Turquie a eu une structure organisationnelle de son secteur électrique sous la forme d'un monopole verticalement intégré appartenant à l'État.

TEK avait le statut juridique de l'entreprise publique économique définie dans l'article 2 (3) du décret-loi n° 233 relatifs aux établissements publics économiques. Selon cette disposition, les entreprises publiques économiques de l'État étaient des entreprises dont le capital appartenait entièrement à l'État, qui étaient créées en vue de produire des biens et des services essentiels qui sont érigées en monopole.

Dans les années 1970 sauf certaines installations de distribution, tout le système de l'électricité a été placé sous le contrôle de TEK. Pendant longtemps, sous le contrôle de l'État, TEK a gardé son monopole dans les activités de production, de transport, de distribution et de commerce de l'électricité.

### **1. La constitution d'Établissement Turc de l'Électricité**

Le premier article de la loi n° 1312 du 15 juillet 1970 prévoit la constitution de TEK en tant qu'établissement étatique économique ayant une personnalité juridique et indépendant dans ses activités et sa responsabilité limitée avec son capital.

---

<sup>162</sup> 1312 Sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Kanunu (RG. 25.07.1970 tarih ve S. 13559).

<sup>163</sup> İktisadi Devlet Teşekkülü.



### **a. Le statut juridique du TEK**

Le premier article de la loi n° 1312 du 15 juillet 1970 définit le statut juridique de TEK en tant qu'entreprise publique économique<sup>164</sup>, sa responsabilité limitée par son capital et ayant sa propre personnalité juridique et indépendant dans ses activités. Sous réserve des dispositions de ladite loi, la loi n° 440, TEK faisait l'objet des dispositions du droit privé. Le siège social de TEK se situait à Ankara et dépendait au MERN.

Entre l'année 1970 et l'année de l'entrée en vigueur de la loi n° 3096 permettant au secteur privé de fonctionner les activités de production, distribution et commerce d'électricité et l'accomplissement des investissements hors du monopole public, TEK a dirigé l'industrie électrique en Turquie avec le contrôle direct et sous son monopole étatique. Pendant cette période, le statut juridique de TEK et ses relations avec d'autres acteurs des marchés étaient organisés par la loi n° 1312 concernant la création de TEK.

### **b. Les relations avec d'autres acteurs juridiques du marché électrique**

Dès sa constitution TEK était en étroite coordination avec DSİ. C'est ainsi que dans ses projets de cinq ans et des programmes annuels d'investissement, notamment pour les projets de production d'électricité à partir des ressources hydrauliques, DSİ devra prendre en considération les demandes de TEK concernant les installations électriques. TEK et DSİ coopéraient en permanence pour la construction, l'exploitation, la planification, l'étude des installations de la production d'électricité à partir des ressources hydrauliques. La coopération exigée entre ces deux entités était assurée par le MERN.<sup>165</sup>

Les relations entre les établissements et l'organisation, la construction des exploitations et des établissements liés à TEK et la construction et la gestion des participations ont été prévues dans la loi n° 440. TEK n'est pas obligé d'organiser les exploitations des installations de production, de transportation et de distribution en tant qu'établissement.<sup>166</sup>

Concernant la construction et l'exploitation des établissements de la production et le transport d'électricité sauf TEK la loi ne permet pas aux municipalités, aux villages et à d'autres personnes juridiques publiques liés au système d'interconnexion de reconstruire les établissements de production et de transport. Par contre, à condition que les municipalités, villages et d'autres personnes juridiques publiques qui n'étaient pas liés aux systèmes

---

<sup>164</sup> L'entreprise publique économique se traduit en turc en tant que « *iktisadi devlet teşekkülü* ».

<sup>165</sup> L'article 22 de la loi n° 1312.

<sup>166</sup> L'article 23 de la loi n° 1312.

d'interconnexion, prennent l'avis de TEK, le MERN leur attribuait les licences de construction et d'exploitation de l'électricité des établissements. Sur avis de TEK, le MERN pouvait attribuer les licences de construction et d'exploitation des installations de production et de transportation de l'électricité.<sup>167</sup>

À propos de la distribution d'électricité, des municipalités, villages et d'autres personnes juridiques publiques pouvaient construire et exploiter leurs propres réseaux de distribution à condition de ne pas dépasser leurs frontières. En outre, par la décision de leur propre organe autorisé et par l'acceptation de l'assemblée administrative de TEK, ils pouvaient céder toutes leurs entreprises avec leurs établissements à TEK. Ces installations ne pouvaient pas être restituées sous aucune condition et ne pouvaient pas créer de nouveau des installations de distribution.<sup>168</sup>

Il était prévu également dans la loi n° 1312 les conditions<sup>169</sup> à respecter par les municipalités, villages et d'autres personnes publiques pendant la construction et l'exploitation de leurs propres installations. Ils améliorent, renforcent les installations de distribution d'électricité conformément aux programmes et leurs besoins à déterminer par le MERN, TEK et d'autres concernés et à approuver par le MERN. Ils devraient payer les prix de l'électricité achetée de la part de TEK selon le contrat conclut avec lui. Sur la décision ministérielle, les droits de vente des organisations qui ne respectent pas aux conditions citées dans la loi, sont relevés et leurs installations sont cédées à TEK à la juste valeur. Par ailleurs, les installations hydroélectriques construites par DSI sont cédées à TEK au prix de revient.<sup>170</sup>

### **c. Les installations à céder à TEK**

Les installations à céder à TEK sont prévues par les dispositions temporaires<sup>171</sup> de la loi n° 1312 comme suivant (a) les actifs et passifs sur les valeurs et quelques soit leurs droits et obligations du groupe d'énergie d'Etibank, (b) tous les installations de production, transport et distribution d'électricité appartenant à Etibank, sauf les installations d'auto producteurs, les biens mobiles et immobiliers et les parts des participations concernant les activités de TEK y compris ses engagements, droits et obligations, (c) les droits et obligations sur les biens mobiles et immobiliers concernant les établissements de production, de transport et distribution appartenant à la direction général de DSI sauf les établissements d'auto producteur, (d) les

---

<sup>167</sup> L'article 26 de la loi n° 1312.

<sup>168</sup> L'article 27 de la loi n° 1312.

<sup>169</sup> L'article 28 de la loi n° 1312.

<sup>170</sup> L'article 30.

<sup>171</sup> Selon les premiers et deuxièmes articles temporaires de la Partie VIII de la loi n° 1312.

installations de production et transport appartenant aux administrations électriques des municipalités ou tout ce qui est construit par les municipalités ou par les organisations, les institutions ou coopérations et tout ce qui a été construit par une loi privée et dont l'exploitation a été cédée aux municipalités, (e) les installations de production et transport appartenant à la Banque des Départements. Selon le programme à approuver par le MERN, tous ces transferts devront être terminés dans les deux ans à compter de la date d'entrée en vigueur de ladite loi.

Quant aux droits de concession stipulés dans l'article temporaire 6, les droits de concession, leurs obligations et leurs établissements cédés aux entreprises d'électricité des municipalités avant la publication de ladite loi et les droits de concession, leurs droits et établissements attribués par l'État aux entreprises ayant des concessions, sont transférés à TEK dans le cas où il était mis fin à leurs contrats de concession pour n'importe quelle raison.

Par ailleurs, dans les régions dans lesquelles il existait la concession d'électricité, le besoin en électricité qui n'est pas satisfait par ce qui ayant le droit de concession, TEK rembourse directement toutes les dépenses déjà faites.<sup>172</sup>

## **2. La gestion et les activités de TEK**

La quatrième partie de la loi n° 1312 intitulée « Gestion » prévoyait que la gestion et la présentation de TEK devraient être assumées par le directeur général aux termes des provisions de la loi de TEK n° 1312 et d'autres législations et des délibérations du conseil d'administration.<sup>173</sup>

### **a. Le conseil d'administration**

Le conseil d'administration de TEK se composait des quatre personnes suivantes<sup>174</sup>: (a) le directeur général et un des directeur général adjoints qui est assigné par le Ministère de l'Énergie, (b) un membre nommé par le Conseil des ministres sur l'avis du Ministère de Finance, (c) un membre nommé par le Conseil des ministres sur l'avis du Ministère de l'Énergie. Le président du conseil d'administration est le directeur général. Les qualifications des membres et de la présidence du conseil étaient déterminées par la loi n° 440 et les dispositions du statut.

---

<sup>172</sup> L'article temporaire 7 de la loi n° 1312.

<sup>173</sup> L'article 13 de la loi n° 1312 « Gestion et Présentation ».

<sup>174</sup> L'article 14 de la loi n° 1312 « Conseil d'Administration ».

Quant aux pouvoirs et fonctions essentielles du conseil d'administration étant l'organe de décision et de gestion au plus haut niveau de TEK<sup>175</sup>, ils sont, en général, de prendre des décisions sur les programmes financiers et d'investissement annuel et à long terme qui seront préparées par la direction générale conformément à ses programmes annuels et au plan de développement, faire une offre sur les investissements de complément destinée à être présentée à l'approbation du Ministère, de décider des investissements de maintenance et de remplacement, d'analyser les changements à faire au cours de l'année dans les programmes d'investissement et de financement et de prendre les décisions nécessaires pour faire des propositions aux autorités compétentes, de confirmer l'exploitation, le budget et le personnel comme ils étaient ou en les modifiant et en cas de besoin apporter les modifications nécessaires au cours de l'année, après avoir approuvé les balances et les résultats des comptes appartenant aux organisations et aux établissements.

Le conseil d'administration de TEK était chargé de présenter aux autorités compétentes et de préparer les rapports des activités conformément aux programmes de travail annuel et à long terme, déterminer la somme des réserves et provisions dont la séparation exigée par les dispositions générales et de la loi n° 1312 et les places d'attribution des profits et faire une offre, examiner les rapports d'activités de trois mois à être présentés par la direction générale et d'autres rapports, documents, statistiques et data préparés concernant l'organisation de TEK et montrant la situation financière liée à cette période-là et, s'il est nécessaire, donner des instructions à la direction générale, examiner des offres pour l'endettement de l'organisation et déterminer les conditions et la limite de l'endettement et habilitier la direction générale, prendre des décisions sur la construction des établissements liés à l'organisation et relever des statuts et les modifier dans les cas nécessaires, prendre des décisions en examinant les sujets nécessitant des décisions du conseil d'administration selon la loi n° 440 et les dispositions des lois privées et des statuts parmi les décisions prises par les comités de l'administration des établissements.

En vertu de la loi n° 440 et le statut de TEK, le conseil d'administration analysait les décisions prises par les comités d'administration sur l'offre de la direction générale, et dont les sujets ne nécessitaient pas l'approbation du conseil d'administration sont incompatibles aux décisions de principe du conseil d'administration et de la législation. S'il était nécessaire, il annulait ladite décision, faire des propositions au conseil des ministères via le Ministère de

---

<sup>175</sup> L'article 15 de la loi n° 1312 « Pouvoirs et fonctions du conseil d'administration ».

l'Énergie sur l'association, le transfert ou la liquidation, faire des analyses sur les nouvelles entreprises fonctionnant dans les domaines d'activités des organisations et établissements. Il relevait les principes de travail et les manières d'administration des entreprises en construction, approuvait le bilan et le personnel, surveillait les activités d'investissements, prenait des décisions de clôture des établissements dont les activités n'étaient pas exigeantes pour les principales activités de l'organisation et qui perdaient l'opportunité de travail de manière à attendre aux objectifs prévus dans la loi n° 440 et faisait des propositions sur les entreprises à s'en défaire au Conseil des ministres via le Ministère de l'Énergie. Il prenait également des décisions d'ouverture ou de clôture des filiales dans le pays et déterminait les limites de leurs activités et les principes et les pouvoirs de travail, examinait et présentait pour l'approbation du Ministère le règlement du personnel préparé par la direction générale en vertu de l'article 25 de la loi n° 440.

Le conseil d'administration examinait et approuvait les règlements des principes de travail et déterminait les limites de pouvoirs, responsabilités et missions du personnel des établissements et de l'organisation, prenait des décisions sur la construction, le relèvement et le changement des droits du bien sur les immobiliers pour les affaires des établissements et de l'organisation, déterminait les prix des produits et services des établissements et de l'organisation sous réserve des droits provient de l'alinéa 2 de l'article 24 de la loi n° 440, trancher les conflits de l'organisation par le biais de consensus ou d'arbitrage, renonce du procès, prend décision pour ne pas suivre le procès ou ne pas se pouvoir et supprimer des dettes dont la rentrée était impossible, relever les principes généraux parmi lesquelles les affaires d'appel d'offre, d'achat et de vente des établissements et de l'organisation.

Le conseil d'administration à être utilisé par les différents degrés du personnel, déterminait les règles de répartition des actions pour chacun des établissements et l'organisation des dépenses générales de l'organisation, prenait des décisions de participation aux salons et expositions concernant les produits et services des établissements et de l'organisation, nommait le personnel de l'organisation, dans le cas nécessaire, céder ce pouvoir à ses inférieures et nommer les directeurs et leurs adjoints et ceux qui participaient au comité d'administration parmi les administrateurs de l'organisation, désignait le degré du pouvoir et du statut sur la proposition de la direction générale ayant la capacité de signer au nom de l'entité juridique des établissements et l'organisation.

## **b. Les activités de TEK**

Hormis les exceptions prévues dans le troisième article de la loi n° 1312, les activités essentielles exercées sous le monopole de TEK ont été annoncées en tant que produire, transporter, distribuer et commercialiser l'électricité du pays. Dans ce but, TEK (a) prépara le plan et programme de l'électrification générale de la Turquie en réservant les dispositions de la loi n° 91 du 30 septembre 1961, (b) collecta des informations statistiques et constitua des installations et constructions, projets et études nécessaires de toute sorte<sup>176</sup> pour la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité, (c) exploita des installations et approvisionna des matériaux pour leur construction et leur exploitation, (d) a eu des machines et installations nécessaires pour sa propre construction, maintenance et réparation, et évaluation des capacités excédentaires des machines et installations construites, (e) fonda l'organisation privée pour l'électrification des villages et dirigea le fond de l'électrification des villages, (f) a fait des recherches et études sur les appareils et matériel électriques qui étaient nécessaires pour la construction et l'exploitation des installations et, s'il est obligatoire, les produit également en prenant compte des opportunités des organisations privés et étatiques, (g) possèdera non seulement biens, mais aussi des droits des biens qui sont nécessaires pour ses propres besoins, (h) pouvait être associé avec d'autres établissements concernant les activités énumérées ci-dessus.

## **§ 2. Le fonctionnement historique du secteur électrique en Turquie**

### **A. La position monopolistique de TEK dans le secteur électrique**

Pendant la période du premier plan de développement de cinq ans entre 1963-1967 et le deuxième plan du développement de cinq ans entre 1968-1972, il a été prévu d'unir les activités concernant la production, le transport, la distribution et la vente d'électricité d'une manière plus intégrée l'une l'autre sous la même institution publique.<sup>177</sup>

À la lumière de cette stratégie, conformément à la politique économique et énergétique en Turquie, la loi n° 1312 en date de 15 juillet 1970 dans le but de produire, transmettre, distribuer et vendre l'électricité, l'Institut de l'Établissement de la Turquie a été créé en tant qu'établissement public économique.

---

<sup>176</sup> L'article 3 (b) de la loi n° 1312 exclut « *La construction et la préparation des projets, des études et des planifications pour la production d'électricité à partir des ressources hydrauliques* ».

<sup>177</sup> <http://www.teias.gov.tr/Kurulus.aspx> consulté le 10 novembre 2012.

Grâce à la loi n° 2705 du 10 septembre 1982 concernant le transfert des installations électriques de l'union et de la municipalité à TEK, l'intégration du secteur électrique a été achevée. Par le biais d'une convention conclue parmi les institutions en juillet 1986, toutes les fonctions du personnel et des affaires concernant le secteur énergétique de la Banque des Départements qui reste hormis du champ d'application de la loi n° 2705, ont été transmis à TEK et c'est ainsi que l'intégration dans le secteur public a été réalisée.

## **B. La tendance à la suppression de la structure monopolistique de TEK**

Selon la décision du conseil des ministres n° 93/4789 du 12 août 1993 basée sur le décret n° 233 du 12 août 1993, TEK a été réorganisé sous deux établissements publics économiques, la Société anonyme de la production et du transport de l'électricité de la Turquie (« TEAŞ »)<sup>178</sup> et la Société anonyme de la distribution d'électricité de la Turquie (« TEDAŞ »).

### **1. Les tentatives de la privatisation du secteur turc de l'électricité**

Dans les cinquième plan de développement de cinq ans entre 1985-1989 et sixième plan de développement de cinq ans 1990-1994, le plan d'application des précautions économiques et le plan de passage de l'année 1995 et plans du gouvernement, il a été prévu de privatiser TEK. Dans le contexte des stratégies et cibles prévues dans les programmes du Gouvernement et du plan de développement, concernant les applications de privatisation mise en place dans le secteur électrique, une série des lois sont entrées en vigueur :

- La loi n° 3096 du 4 décembre 1984 concernant la commission des établissements - sauf TEK - relative à la production, transport, distribution et vente d'électricité,
- La loi n° 3291 du 28 mai 1986 concernant la privatisation des établissements économiques publics (KIT),
- La loi n° 3974 du 22 février 1994 concernant la privatisation de TEK et la loi n° 3291 concernant l'addition des articles supplémentaires,

---

<sup>178</sup> Aux termes des dispositions de la loi du marché électrique n° 4628 du 20 février 2001, TEAŞ a été réorganisé en tant que Société Anonyme, séparément sous trois établissements public économique et TEİAŞ (Société Anonyme de la Transportation d'Électricité de la Turquie), EÜAŞ (Société Anonymes de la Production d'Électricité) et TETAŞ (Société Anonyme de Commerce et d'Engagement de l'Électricité de la Turquie). Voir la sous-section « Les effets juridiques de la directive 96/92/CE sur le marché électrique en Turquie » (2013.01.11).

- La loi n° 3996 du 8 juin 1994 concernant l'organisation de certains investissements dans le cadre du modèle BOT,
- La loi n° 4046 du 24 novembre 1994 concernant la réglementation des applications de privatisation et la modification de certains décrets et la loi n° 4105 du 27 avril 1995 apportant des amendements a cette loi,
- La loi n° 4283 du 10 juillet 1997 concernant la construction des installations de production de l'énergie électrique et la réglementation de la vente de l'énergie.

## **2. L'historique de la privatisation du secteur turc de l'électricité**

Produisant l'électricité à prix raisonnable et de haute qualité selon les standards nationaux, TEK a été devenue improductif à la longue dans les années 1970. Dans les années 1980, suite à l'augmentation de la consommation d'électricité, le besoin en investissement d'infrastructure et en ressources financières ont également augmenté. Si bien que TEK a complété plusieurs projets avec des crédits externes, le prix de revient de TEK a significativement augmenté.<sup>179</sup>

Par la décision du Conseil des ministres n° 93/4789, restant responsable des activités de la production et de la distribution, en 1993 TEK a été divisé en deux parties en tant que Société anonyme du transport d'électricité et Société anonyme de la distribution de l'électricité. Suite à la loi n° 2705 qui prévoyait pour la première fois le fait de l'intervention du secteur privé dans le secteur électrique, la loi n° 3096<sup>180</sup> du 1984 a organisé une nouvelle structure dans laquelle le secteur privé a également une mission dans les activités électriques. Dans le secteur électrique organisé par les différentes lois issues entre les années 1994-1997 concernant BOT, BO and İHD, il était prévu de faire fonctionner le secteur privé, et ainsi que les investissements qui n'ont pas pu être réalisés à cause de l'insuffisance des ressources financières ont été mis en place.<sup>181</sup>

La délibération du Conseil constitutionnel du 10 décembre 1994 a annulé les dispositions essentielles de la loi n° 3974 concernant la privatisation par la méthode de vente de propriété de TEK. Par cette délibération, la méthode de privatisation par le biais du

<sup>179</sup> TANYELİOĞLU, 1993, p. 97.

<sup>180</sup> 3996 sayılı « Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanun » R.G.21959, 13.6.1994; 4047 sayılı « Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanunda Değişiklik Yapıtırılması Dair Kanun », R.G. 22130, 13.12.1994.

<sup>181</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası ( « La Consommation de l'Énergie Électrique et le Marché de l'Énergie Électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330-420.



transfert des propriétés des établissements publics de production d'électricité a été complètement enlevée, par contre par les lois n° 3096 et n° 4046, la méthode de privatisation est devenue plus accessible par le biais du droit de l'exploitation.

En 1999 par la loi n° 4446, l'article 47 de la Constitution a été modifié. En 2000, par l'entrée en vigueur de la loi n° 4501<sup>182</sup>, la voie de l'arbitrage national et international pour des conflits provenant des contrats de concessions conclut dans le domaine des services publics électriques qui subit les règles de droit privé et administratif a été admise. En mars 2001 la nouvelle loi d'électricité est entrée en vigueur.

---

<sup>182</sup> Loi n° 4501 sur les principes de l'arbitrage en ce qui concerne les différents contractuels sur les concessions liées aux services publics JO 23941, La décision n° 22.1.2000 2000/1312 du Conseil des ministres, JO. 24194, 8.10.2000.

## **CHAPITRE II**

### **L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DES SECTEURS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE**

La France a rencontré avec le gaz naturel vers 1900, plus tôt que plusieurs pays européens et que la Turquie. Elle était également en avance pour transposer les directives européennes énergétiques en ses législations dans le but de contribuer au maximum de la construction d'un marché intérieur de l'énergie dans toute l'Europe.

Quant à la Turquie, elle a rencontré avec le gaz naturel en 1970, et la première loi gazière a été entrée en vigueur en 2001 dans le but de transposer les dispositions de la première directive européenne gazière de 1998.

Dans ce contexte, il convient donc d'examiner sous ce chapitre l'évolution historique des structures des secteurs gaziers tout d'abord en France (Section 1) et par la suite en Turquie (Section 2) dès leurs origines jusqu'à l'entrée en vigueur de la première directive européenne gazière.

## SECTION 1.

### L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DU SECTEUR GAZIER EN FRANCE

Ayant des caractéristiques différentes de l'électricité, le gaz présente plusieurs spécificités majeures par rapport à l'électricité. Le gaz peut être stocké contrairement à l'électricité et n'a pratiquement pas d'usages captifs. En plus, contrairement à l'électricité, le gaz est substituable dans tous les usages. Le gaz est une énergie plus coûteuse à transporter et à distribuer que l'électricité. La part des coûts du transport international<sup>183</sup> ou national<sup>184</sup> dans le coût total<sup>185</sup> est sensiblement plus élevée que l'électricité. En outre, il n'existe pas de marché organisé du gaz mais les hubs gaziers pour le gaz qui est soit un sous-produit du charbon, soit un produit naturel extrait de gisements.<sup>186</sup>

Quant à la production et à la distribution de ces deux types d'énergies, l'électricité est différente du gaz. L'électricité est produite dans des centrales, qui déversent le courant sur un réseau général. Par contre, le gaz est produit dans une ville pour les besoins de la population de la ville et pour être distribué au sortir des gazomètres.<sup>187</sup> Pour comprendre l'organisation du secteur gazier en France, il convient d'examiner d'abord l'origine du secteur gazier et son opérateur historique Gaz de France qui est devenu Gdf Suez en 2008 et plutard Engie<sup>188</sup> en 2015 par la suite son fonctionnement historique.

#### § 1. L'origine du secteur gazier en France et l'opérateur historique « GDF »

La France a pris un premier contact avec le gaz naturel en 1855. Dans les années 1960 le secteur gazier en France était principalement destiné à la production d'électricité et il représentait 3 % de la consommation d'énergie primaire.<sup>189</sup> Le gaz naturel étant une « *industrie de réseau* »<sup>190</sup> comme l'électricité est une sorte d'énergie transportée et distribuée à l'aide d'une infrastructure de gazoducs qui nécessitait des investissements assez couteux

---

<sup>183</sup> Les méthaniers et les gazoducs.

<sup>184</sup> Le réseau en artères ou en antennes.

<sup>185</sup> Il faut souligner le fait qu'une grande partie du gaz consommée en France est importée.

<sup>186</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », la thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 54.

<sup>187</sup> CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 46.

<sup>188</sup> <http://www.engie.com/>

<sup>189</sup> HUNSCKER Michel, « L'évolution des marchés français du gaz et de l'électricité », Mémoire en stratégie et économie, Biblio Broca, Paris, 2006, p. 36.

<sup>190</sup> ANGELIER Jean-Pierre, L'économie des industries de réseau, Presses Universitaires de Grenoble, 2007, p. 13.

pour assurer la sécurité d'approvisionnement nationale en gaz naturel. C'est la raison pour laquelle le secteur gazier a été considéré également comme un des secteurs nécessaires à nationaliser en 1946 pour le bon fonctionnement du service public partout en France.

Le rapporteur de la loi de nationalisation du marché énergétique de la France a émis l'idée de créer une seule loi pour la nationalisation de l'électricité et du gaz. Sa proposition à ce propos était la suivante<sup>191</sup>: « ...en vue d'organiser la gestion des entreprises nationalisées de gaz sur le type adopté pour la gestion des entreprises nationalisées d'électricité, en confiant la production au service National par la création de secteurs régionaux de production et de transport placés sous sa direction, la distribution seule étant assurée par des établissements régionaux ».

La loi de nationalisation resta loin de prendre en compte des évolutions technologiques. C'était ainsi que des conditions du stockage souterrain de gaz n'ont pas été réglées par la loi de nationalisation, mais plutôt par l'ordonnance n° 58-1132 du 25 novembre 1958 sous le régime d'autorisation.<sup>192</sup> Quant à la régulation des activités gazières, la loi de nationalisation ne visait que le gaz combustible.<sup>193</sup> La directive du conseil des communautés européennes du 31 mai 1991 n° 91/296/CEE relative au transit de gaz naturel sur les grands réseaux a répondu aux questions provenant de l'évolution technologique dans le domaine gazier.

Avant la nationalisation du marché gazier français en 1946, la production, le transport et la distribution d'électricité et du gaz étaient assurés par un grand nombre d'entreprises établies pour la plupart, sous forme de sociétés commerciales des types courants. En 1946 on comptait environ 2 300 entreprises pour l'électricité et 260 pour le gaz.<sup>194</sup>

En outre, la production du gaz naturel avant la nationalisation sur le sol national français était réalisée à partir de houille. Le gaz naturel étant très minoritaire était en concurrence avec d'autres énergies qui lui sont substituables comme le pétrole et ses produits dérivés, charbon, électricité d'origine nucléaire et comme bois.

---

<sup>191</sup> « La vente internationale de gaz (aspects juridiques) », Revue de l'énergie, 1974 p. 364 et s.

<sup>192</sup> SABLIERE Pierre, « La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », C.J.E.G. Hors série, 1993, p. 28.

<sup>193</sup> Le gaz qui a la propriété de brûler dont la production est donc confié, en principe, à GDF.

<sup>194</sup> BRINGARD, « La nationalisation de l'électricité et du gaz », Thèse d'économie politique présentée devant la Faculté de droit de Paris, mars 1953, BERNARD Jean-Yves, « Mémoire Écrite de l'Électricité et du Gaz », EDF - GDF Les archives des anciennes sociétés, TOME 1, Paris, 1990, p. 3 : « L'exposé des motifs du projet de loi dénombrerait près de 2 400 entreprises électriques, dont la moitié environ n'assurait que la seule distribution, et 264 sociétés gazières ».

Quant aux principaux modes de gestion d'exploitation du secteur gazier en France, avant la nationalisation, il existait différents types d'entreprises exploitantes<sup>195</sup>, commerçant individuels<sup>196</sup>, sociétés indépendantes<sup>197</sup>, régies et Sicaes<sup>198</sup> et sociétés faisant partie de groupes dans le secteur énergétique en France.<sup>199</sup>

## A. Les concessions dans le secteur gazier en France

La concession était le mode de gestion de droit commun dans le transport et la distribution du gaz naturel. L'autorité concédant chargeait une personne, généralement privée en tant que concessionnaire pour la construction des équipements et l'exploitation du service public de l'énergie à ses risques et périls en se rémunérant sur l'utilisateur sous le régime de concession.<sup>200</sup> Dans ce régime le patrimoine de la collectivité n'a pas à supporter les risques.

Les concessionnaires avant la nationalisation du secteur énergétique en France ont été régulés par le Traité 1855. Concernant l'organisation du gaz naturel en Ile-de-France, le traité de 1855 disposait que la Compagnie parisienne accorde<sup>201</sup> la concession « *du droit exclusif de conserver et d'établir des tuyaux pour la conduite du gaz d'éclairage et de chauffage sous les voies publiques* » pour une durée de cinquante ans. Afin de mettre en place cette concession, la Compagnie Parisienne utilisait son droit de location de 200 000 francs chaque année.

Pendant les vingt premières années de sa mise en application aux termes du Traité 1855, le réseau français de distribution du gaz passa de 565 à 1864 km, et la consommation de 37 à 221,5 millions m<sup>3</sup>. En outre, le prix du gaz a été abaissé à 15 centimes par m<sup>3</sup> pour l'éclairage public, et à 30 centimes pour les consommations privées.<sup>202</sup> À l'expiration de

---

<sup>195</sup> HELFER Paul, « Les premières années d'Électricité de France et de Gaz de France, les services comptables et financiers », Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1987, p.13.

<sup>196</sup> HELFER P., id., p.13, « *Ils exploitent, parfois grâce à des accords locaux sans forme juridiques particulière et le plus souvent dans le cadre de « permissions de voirie », des réseaux alimentant une ou quelques petites communes rurales. Ils exécutent souvent des travaux chez les abonnés. « Leur trésorerie provient de l'encaissement des quittances et facteurs établies périodiquement ou au fur et à mesure des besoins* ».

<sup>197</sup> HELFER P., ibid, p.14 « *Généralement concessionnaires ou titulaires de « permissions de voirie », elles possèdent installations et réseaux parfois importants. tiennent une comptabilité plus ou moins développée en fonction de leur importance, leur trésorerie est utilisée pour l'activité travaux* ».

<sup>198</sup> « *Sicaes ont été créés par des communes et syndicats de communes ou ont pris la suite d'entreprise exploitant des réseaux communaux ou syndicaux, l'importance de leur exploitation est fonction de ces caractéristiques d'origine* ».

<sup>199</sup> Toujours titulaires de concessions municipales ou syndicales, elles représentent dans leur ensemble, la plus grande partie du territoire national. Elles s'organisent en trois catégories selon leur organisation. dans une première catégorie, qui comprend des sociétés relativement importantes possédant plusieurs exploitations et procèdent seulement à l'élaboration et à l'exécution de travaux de base: tenue quantitative des « *mouvements* » d'entrée et de sortie des magasins, relève des compteurs et établissement des facteurs chez d'autres sociétés, transport des éléments nécessaires à l'établissement de la paie au siège social qui calcule celle-ci et adresse les fonds voulus à l'exploitation aux dates fixées.

<sup>200</sup> QUENNESSE, Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, p. 115.

<sup>201</sup> Jusqu'au 31 décembre 1905.

<sup>202</sup> QUENNESSE, Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, p. 36 - 37. « Une clause inattendue et novatrice de « *progrès de la science* » oblige la compagnie à appliquer tous les procédés nouveaux susceptibles d'abaisser le prix de revient et d'en faire bénéficier ses clients ».

ladite concession, Paris devenait propriétaire des ouvrages existants sous la voie publique sans aucune indemnité.<sup>203</sup>

La loi du 15 juin 1906<sup>204</sup> sur les distributions d'énergie est le texte fondateur du système concessionnaire dont le Syndicat des communes de la banlieue de Paris pour le gaz<sup>205</sup>, premier grand syndicat intercommunal créé en France. Selon le principal général de ladite loi, la collectivité était propriétaire légal des réseaux de distribution et avait le pouvoir de les concéder à un exploitant et de contrôler la bonne exécution de ce service public.<sup>206</sup> La loi du 15 juin 1906 plaça également la distribution publique locale de l'électricité et du gaz sous la responsabilité des communes. Le Gouvernement français décida de reconnaître aux communes le pouvoir concédant en matière de distribution d'énergie six mois après la mise en service de l'usine de Gennevilliers. Elle disposa également que « *la concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune, soit par le syndicat formé de plusieurs communes* », et a rendu les collectivités locales propriétaires des réseaux.<sup>207</sup>

Le traité de concession de 1906 a expiré le 31 décembre 1935. Dès la fin 1930 les communes adhérentes chargent le Syndicat d'étudier l'organisation du futur régime de l'exploitation gazière. La régie directe ne réunit pas davantage de suffrages. La forme de « *municipalisation* » du service public semble incompatible avec la souplesse nécessaire à l'exploitation gazière et à la complexité de l'achat des matières premières. Finalement, les communes optent pour un régime proche de la régie intéressée qui se traduit par une association encore plus resserrée entre l'exploitant et la collectivité.

La durée des concessions fixée contractuellement pour la distribution était en général soit 25 ans, soit 30 ans. Les concessions conclues entre les sociétés d'économie mixte non-nationalisées comme Gaz de Bordeaux, Gaz de Grenoble, Gaz de Strasbourg et les collectivités concédantes étaient du même type de concession.

Étant une autre forme de délégation du service public, l'affermage selon lequel le concessionnaire construisait des équipements nécessaires et confiait l'exploitation technique

---

<sup>203</sup> QUENNESSE, Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, p. 36-37.

<sup>204</sup> Abrogé par l'article 4 de l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011.

<sup>205</sup> En juin 1907, Thèse de doctorat présentée à la Faculté de droit de Paris, intitulée « un cas d'application des syndicats de communes », est consacrée au Syndicat des communes de la banlieue de Paris pour le gaz ».

<sup>206</sup> QUENNESSE Jean-Louis, ib., p. 90.

<sup>207</sup> QUENNESSE Jean-Louis, ibid, p. 90.

ou commerciale à un fermier, mais restait responsable de ces ouvrages.<sup>208</sup> Une partie des redevances perçues sur l'usager était ainsi reversée à la collectivité.

EDF et GDF étaient les uniques concessionnaires du service public qui était le mode de gestion utilisé pour l'exploitation de l'électricité et du gaz avant la nationalisation. Selon l'article 36 de la loi de 1946, les établissements publics devaient respecter les cahiers des charges auxquels étaient soumises les concessions. Les autorités concédantes demeuraient les collectivités publiques.

Les lois de nationalisation de l'électricité et du gaz ont laissé subsister le régime des concessions tel qu'il existait avant la nationalisation. L'application du droit des concessions<sup>209</sup> et des règles applicables aux structures instituées, celles de l'organisation du service public confié aux nouveaux établissements étaient principalement déterminées dans la loi de nationalisation. Cette dernière ordonnait également la publication de cahiers des charges types destinés à régler les rapports de ces établissements et des collectivités publiques sous le régime qu'elle prévoyait, celui de la concession de service public.<sup>210</sup>

La nationalisation du secteur gazier français a entraîné l'éviction des concessionnaires, mais non la disparition de la concession. L'État a accordées les concessions dans le cadre de la loi du 16 octobre 1929 et les concessions des collectivités locales ont intégralement subsisté. La loi de nationalisation a également prévu la révision des anciens cahiers des charges. C'était sur le régime de la concession que les relations parmi l'État, l'Électricité de France ou du Gaz de France, les collectivités publiques et territoriales furent établis.

En vertu de l'article 36<sup>211</sup> de la loi de nationalisation, l'État et les collectivités concédantes conservaient tous les droits résultant des cahiers des charges en vigueur. À l'égard de l'Électricité et du Gaz de France, les pouvoirs ont été lui conférés avant 1946 sur

---

<sup>208</sup> GDF afferme à la Compagnie française du méthane depuis 1958 une partie du réseau concédé par l'État.

<sup>209</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », p. 202.

<sup>210</sup> CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 46.

<sup>211</sup> L'article 36 de la loi de nationalisation de 1946, modifié par loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 - art. 32 JORF 11 août 2004 dispose que « Les sociétés auxquelles sont transférées les concessions d'électricité ou de gaz nationalisées en vertu de la présente loi devront observer les dispositions des cahiers des charges en vigueur. L'Etat, les collectivités locales et, le cas échéant, les tiers conservent tous les droits résultant de ces cahiers des charges et de toutes autres conventions. Sauf convention expresse contraire, les collectivités locales restent propriétaires des installations qui leur appartiennent, ou de celles qui, exploitées sous le régime de l'affermage ou de la concession, devraient leur revenir gratuitement à l'expiration du contrat. Les collectivités locales concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. Les rapports et comptes annuels du service de distribution concessionnaire sont communiqués à la collectivité concédante qui saisit de son avis motivé le conseil d'administration de l'Électricité de France ou du Gaz de France ».

les concessionnaires d'électricité et du gaz comme autorité concédante<sup>212</sup> et tuteur des collectivités locales.

Le projet de loi<sup>213</sup> relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz prévoyait la constitution obligatoire de syndicats intercommunaux dans le cadre départemental. Les syndicats intercommunaux désignent les représentants des collectivités au Conseil du service intercommunal et sont appelés à proposer conjointement avec le Conseil du service, le directeur du service intercommunal.<sup>214</sup> Quant aux concessions, puisque la loi ne les a pas supprimées expressément, il convient d'admettre qu'elles subsistaient toujours. En outre, les collectivités conservaient la propriété des ouvrages existants qui leur appartiennent et celle qui devra leur advenir à l'expiration du cahier des charges.<sup>215</sup>

L'article 26 du projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz faisait allusion au « *cahier des charges dont le modèle sera établi ultérieurement* ». On devra entendre par là qu'un nouveau cahier - type serait rédigé et ce nouveau cahier des charges serait substitué à l'ancien cahier des charges.<sup>216</sup>

Les communes et les syndicats ont intensivement négocié la nécessité d'avoir des clauses facultatives ou d'ajouter au cahier modèle des clauses nouvelles. La seule garantie était dans la représentation des collectivités locales, elle serait cependant précaire, quand les intérêts en cause seront assez différents de ceux des autres communes, tels seraient par exemple ceux d'une ville.

En principe, rien n'était changé au droit des concessions. Les concessions subsistaient telles qu'elles avaient été conclues, avec les droits et les charges qui dérivait de leur tenue et pour la durée prévue au moment de leurs établissements. Précédemment, nous avons souligné le fait que les lois de 1906 et de 1919 subsistaient et que la propriété des communes sur les ouvrages subsistait et qu'elles pouvaient faire à leurs frais des ouvrages complémentaires.

---

<sup>212</sup> Prévu par la loi du 16 octobre 1919.

<sup>213</sup> RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 647.

<sup>214</sup> ANGELIER Jean - Pierre, L'économie des industries de réseau, Presses Universitaires de Grenoble, 2007, p. 45.

<sup>215</sup> SABLIERE Pierre, Le nouveau cahier des charges type de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, C.J.E.G. mars 1995, p. 94.

<sup>216</sup> Mais l'article 5, alinéa 4, prescrit que les collectivités ne peuvent se prévaloir de leur droit de propriété sur les ouvrages pour bénéficier de dérogations aux conditions d'exploitation prévues par le cahier des charges visé à l'article 31, paragraphe premier, de la présente loi. Les clauses obligatoires du cahier des charges nouveau s'appliqueront donc dès la publication du décret qui les établit. RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 647.



Le Gouvernement français prévoyait l'établissement d'un cahier des charges-type, en revanche, il ne s'imposait pas immédiatement et absolument conformément aux règles en usage. Il devra seulement être substitué au cahier des charges quand une nouvelle convention interviendrait, c'est-à-dire en cas de renouvellement ou d'avenant. La décentralisation administrative<sup>217</sup> contribua à rétablir la relation entre la collectivité et le concessionnaire. Notamment au début des années quatre-vingt, il y avait une profonde mutation de l'industrie gazière, qui sortit de son cadre hexagonal pour acquérir une dimension internationale.

L'achèvement de la conversion de Paris au gaz naturel, en mars 1979, entraîna l'arrêt des installations de reformage d'Alfortville, et en conséquence, la disparition totale de la production de gaz manufacturé en France. Le processus de décentralisation qui venait de s'engager en France donna une vigueur nouvelle à la notion d'affaires locales. La loi du 2 mars 1982 relative aux « *droits et libertés des communes, départements et régions* » met fin à l'emprise exercée par l'État sur les collectivités territoriales. Le cahier des charges est devenu un simple modèle auquel les collectivités seraient libres de se conformer. La décentralisation en marche aida puissamment le Syndicat lors des négociations entamées dès 1980 avec Gaz de France à l'approche de l'expiration du Traité de 1936 et des avenants successifs qui en avaient prolongé l'existence. À la suite de la décentralisation administrative, le Syndicat a étendu ses compétences à l'électricité sur une partie de son territoire et est devenu le Sigeif.<sup>218</sup>

En ce qui concerne les régies, les communes exploitaient directement le service de distribution du gaz résiduel à leurs risques et périls. La rémunération dépendait d'une contribution versée par la collectivité qui comprenait une partie fixe et un intéressement aux résultats. La collectivité était associée plus étroitement à la gestion du service et supportait donc des risques financiers.<sup>219</sup>

Il s'agissait des régies exploitées sous forme de services municipaux ou bien de celles issues du décret du 8 octobre 1917 ou du décret du 28 décembre 1926. Il pouvait s'agir de régies communales ou intercommunales d'électricité ou de gaz ou à la fois d'électricité et de gaz voire de régies créées par syndicats communaux ou intercommunaux.<sup>220</sup>

---

<sup>217</sup> La décentralisation administrative a émergé le pouvoir concédant entre 1983 - 2006.

<sup>218</sup> Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France.

<sup>219</sup> QUENNESSE Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, p. 115.

<sup>220</sup> SABLIERE Pierre, « La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », C.J.E.G. Hors série, 1993, p. 219.

Quant au syndicat, l'usine de Gennevilliers se substituait toujours en 1906 pour la fourniture du gaz manufacturé à la Compagnie parisienne, qui desservait soixante communes dans la banlieue de Paris, et à la Société du gaz général, qui en alimentait quatre autres. Seules les communes de Fresnes, Soisy-sous-Mont-Morency et Villetaneuse étaient encore, à cette date, éclairées totalement au pétrole. À l'inverse de la Compagnie parisienne, dont l'activité était limitée à l'enceinte de la capitale, le Syndicat et l'Ecfm pouvaient étendre leur zone d'action.

Quant aux communes clientes, elles étaient directement liées à l'Ecfm, avec le consentement préalable du Syndicat, par un simple traité de concession. En 1913 à la veille de la guerre, le Syndicat comptait 235 718 abonnés pour une consommation annuelle de 127 millions m<sup>3</sup> de gaz.

Les difficultés d'exploitation rencontrées pendant la Grande Guerre par les petites usines locales et les progrès techniques réalisés par l'Industrie du gaz dans les applications domestiques et industrielles conduisaient nombre de communes à adhérer au Syndicat ou à contracter un traité de concession en tant que simples clients. Dès 1925 afin de satisfaire la demande croissante, le Syndicat invita l'Ecfm à se renforcer avec la création des Cokeries de la Seine.

Les communes adhérentes du Syndicat et les communes clientes ayant conclu un traité avec l'Ecfm avant 1935 ont apporté leur clientèle à la régie intéressée. La loi de nationalisation du 8 avril 1946 maintenait les droits des communes et scindait en deux activités la chaîne gazière, d'une part la production et le transport, d'une autre par la distribution du gaz naturel.<sup>221</sup> Les ambiguïtés dans la relation entre GDF étant une nouvelle entreprise nationale, et le Syndicat ayant un passé de quarante ans ont fait plus que leurs preuves en matière de service public de la distribution du gaz. Par décret du 21 mai 1946, l'usine de Gennevilliers, les Cokeries de la Seine et tous les biens de l'Ecfm ont été transférés à GDF.

Au lendemain de l'entrée en vigueur de la loi de nationalisation, en 1961 le Syndicat s'était engagé dans une longue procédure administrative pour faire adhérer les communes clientes. Les années 1990 ont marqué un grand tournant dans la vie du Syndicat. Après quatre vingt dix ans de spécialisation unique dans la distribution publique du gaz, le Syndicat, a

---

<sup>221</sup> QUENNESSE, Jean - Louis, « *Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF* », Paris, 2006, « Le Syndicat de nouveau à l'épreuve », p. 155.

élargit son champ de compétence à l'électricité en 1994. En mars 1994 le Syndicat est devenu le»<sup>222</sup> Le 17 novembre 1994 parallèlement à la signature du nouveau cahier des charges avec GDF une convention de concession a été signée entre le Sigeif et EDF. Le 31 mai 2006 Sigeif est devenu la première autorité concédante pour le gaz et la troisième pour l'électricité en France.

La nationalisation du secteur gazier en France, l'industrie gazière en France comptant 264 sociétés a été nationalisée en même temps que l'industrie électrique. À cette époque, les entreprises de distribution étaient mixtes et regroupaient à la fois gaz et électricité. Au total, il existait 1 300 sociétés privées, dont 400 cotées en bourse qui étaient placées sous le contrôle de l'État. De cette structure privée pour passer à celle nationalisée, les établissements publics régionaux de la production et de la distribution du gaz étaient la première étape prévue par la loi du 8 avril 1946, mais ils n'ont jamais été mis en place.

Le principe de la politique de décentralisation et régionalisation envisagée par la loi de 1946 était d'éviter une centralisation excessive de la distribution. En effet, il était courant à l'époque d'affirmer que la nationalisation de l'énergie ne devait pas représenter une étatisation, mais bien un « *retour à la nation* » et une disposition de la loi déclarait d'ailleurs assez emphatiquement que « *ce capital d'EDF et de GDF appartient à la nation* ».<sup>223</sup> L'alinéa 9<sup>224</sup> du préambule de la Constitution de 1946 soutenait également le principe de nationalisation des entreprises ayant le caractère de service public. En même temps, la nationalisation du secteur énergétique était interprétée en tant qu'une réorganisation d'un service plus une expropriation au profit de la nation.<sup>225</sup>

La nationalisation du secteur gazier a été traitée avec celui de l'électricité. En conséquence de cette unification d'approche du secteur énergétique a amené un point de vue juridique commun sur GDF et EDF. Par exemple, au cours de l'étude de l'entreprise publique EDF, GDF ayant un statut calqué sur celui d'EDF, ont été analysés ensemble. Une autre raison

---

<sup>222</sup> QUENNESSE Jean - Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, p. 155.

<sup>223</sup> QUENNESSE Jean - Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF (« Syndicat Intercommunal pour le gaz et l'électricité en Ile-de-France ») », Paris, 2006, p. 155.

<sup>224</sup> L'alinéa 9<sup>224</sup> du Préambule de la constitution de 1946 prévoyait que « Tout bien, toute entreprise, dont l'exploitation a ou acquiert les caractères d'un service public national ou d'un monopole de fait, doit devenir la propriété de la collectivité ».

<sup>225</sup> RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 624.

derrière cette approche, se trouvait le fait que les liens unifiant l'électricité et le gaz étant souvent assurés par le même concessionnaire.<sup>226</sup>

Il importe donc d'analyser le schéma général de l'organisation mise sur pied afin de mieux préciser la portée de la loi de nationalisation et le bilan obtenu.<sup>227</sup> Il en ressort que tout d'abord nous étudierons (1) les principes de la nationalisation du secteur gazier français prévus par la loi de la nationalisation et ensuite (2) les exceptions de ces principes de nationalisation.

## 1. Les principes de la nationalisation du secteur gazier en France

Il existe une relation assez étroite en France entre le secteur électrique et gazier. Ce phénomène peut être expliquée par leur nationalisation en même temps. Néanmoins, ces deux secteurs montrent plusieurs divergences. À ce point les experts du marché énergétique se demandait si la nationalisation du marché électrique nécessite celle du marché gazier.<sup>228</sup>

En réalité, des similitudes de fonction en tant qu'éclairage, chauffage, énergie motrice et des similitudes de moyens en tant que la distribution publique et la fourniture obligatoire à tout le monde comme une première nécessité sans limite, et des ressemblances juridiques provenant de leur forme particulière d'offre à tous jointe à la nécessité matérielle d'emprunter les voies publiques ou de recourir à l'expropriation ont fait du gaz et de l'électricité, des services concédés.<sup>229</sup> C'est la raison pour laquelle ces secteurs étaient mal passés sous le régime de libre concurrence.

En fait, les secteurs gazier et électrique étaient souvent associés sous les mêmes toits. On peut expliquer cette phénomène par l'absence de l'électricité à l'époque où la concession du gaz avait été créée et s'étendait aux autres procédés d'éclairage, et par la prise en compte la présence primordiale de l'électricité par des gaziers qui ont douté d'une concurrence forte

---

<sup>226</sup> « En réalité, nous le traiterons avec l'électricité ou plus exactement au cours de l'étude de l'Entreprise publique, l'Électricité de France pour deux raisons : Au point de vue juridique, le Gaz de France a un statut calqué sur celui de l'Électricité de France, d'autre part, la nationalisation de l'industrie du gaz n'a été opérée qu'en raison des liens qui l'unissaient à l'électricité, la distribution du gaz et de l'électricité étant souvent assurés par le même concessionnaire », BENAZET Pierre, « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 54.

<sup>227</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 64.

<sup>228</sup> RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 643.

<sup>229</sup> « La similitude des fonctions des deux industries, l'éclairage, le chauffage et la force motrice, celle des moyens employés: la distribution publique, la forme juridique sous laquelle elles exerçaient leurs activités: le régime de la concession, enfin leur association entre les mêmes mains commandaient de ne pas dissocier leur sort et conduisait à accepter- ce sont les termes mêmes du rapport qui précède la loi - de nationaliser le gaz en même temps que l'électricité », CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 45.

et voulu l'écartier dès le début. Dès lors du fait de la difficulté de la séparation complète des secteurs gazier et électrique, ils ont été nationalisés en même temps.<sup>230</sup>

En pratique, les techniques sont essentiellement différentes : un gazier n'est pas électricien, un électricien n'est pas gazier. Cette divergence des techniques entre deux secteurs causaient des problèmes économiques. Les concessions et la nature du secteur gazier enfermaient les exploitations gazières dans les limites des communes. Le secteur gazier comportait un prolongement chimique de la plus haute importance et avançait grâce à sa meilleure et plus complète utilisation que l'électricité dans les sous-produits.

Par contre, d'une autre perspective l'électricité et le gaz sont des secteurs complémentaires et étroitement liés dans l'exploitation de nombreuses sociétés mixtes. Pour la même cause, la politique de distinction de ces deux sortes d'énergie a été renoncée, ainsi que les trois branches de l'exploitation - production, transport et distribution - ont été abordées dans la loi de nationalisation d'une manière similaire.<sup>231</sup> C'est ainsi que la nationalisation du gaz a été réalisée par la même loi<sup>232</sup> que pour l'électricité, suivant les mêmes méthodes, et a créé un établissement public semblable pour assurer la gestion publique du secteur gazier en France.

En principe, le secteur gazier était lié techniquement à l'électricité en ce sens que très souvent les villes avaient le même concédant pour le gaz et l'électricité, sur 264 entreprises, il y avait 150 entreprises « mixtes ». À l'exclusion des entreprises produisant le gaz naturel et de celles vendant du gaz en bouteilles, les entreprises assurant le transport, la production, la distribution du gaz, étaient transférées à un établissement public national appelé « *Gaz de France, service national* », géré par un conseil d'administration dont la composition a fait l'objet de nombreux textes.<sup>233</sup> Le décret du 17 décembre 1953 fixa sa composition à 15 membres.<sup>234</sup> La loi prévoyait que, sur le plan local, l'action de GDF, sera prolongée par des établissements publics régionaux appelés « *Gaz de France, service de production et de distribution* », analogues à ceux d'EDF.<sup>235</sup>

---

<sup>230</sup> RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 643.

<sup>231</sup> BERNARD Jean-Yves, « Mémoire écrite de l'électricité et du gaz », EDF-GDF les archives des anciennes sociétés, tome 1, Paris, 1990, p. 3.

<sup>232</sup> La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>233</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 76.

<sup>234</sup> Cinq représentants de l'État, cinq personnalités compétentes dont deux représentants des collectivités, cinq représentants du personnel

<sup>235</sup> BENAZET P., « L'autorité de l'Etat sur les Entreprises Publiques du Secteur de l'Énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 76.

Les causes de la nationalisation des secteurs gazier et électrique français étaient reconnues aux motifs idéologiques tirés du programme du Conseil national de la Résistance qui demandait « *le retour à la Nation des grands moyens de production* ». Autrement dit, la nationalisation de ces secteurs a été prévue et jugée nécessaire par la classe politique.

Quant aux raisons économiques de la nationalisation du secteur énergétique en France<sup>236</sup>, l'État était le seul qui avait la capacité d'investissement suffisante de reconstruire les installations des infrastructures du secteur énergétique en vue d'assurer les besoins en énergie du pays en mettant en valeur le potentiel hydroélectrique.<sup>237</sup>

Par ailleurs, la nationalisation du secteur énergétique nécessita d'analyser la situation des entreprises<sup>238</sup> exerçant d'autres activités parallèlement à l'industrie électrique et gazière.<sup>239</sup>

#### **a. Le transfert des entreprises privées**

Le transfert des entreprises privées a été réalisé en deux étapes. Dans un premier temps le transfert de propriété des entreprises privées à EDF et à GDF, et dans un deuxième temps le transfert de gestion. À cette fin deux décrets en date de mai et juin 1946 pris en application de la loi de nationalisation dressaient la liste des entreprises transférées à EDF et à GDF. Le transfert des usines et installations nationalisées « *ouvrait un droit à indemnité dont le montant serait fixé par les commissions d'évaluation créées à cet effet* ». <sup>240</sup> Pour chaque société nationalisée il a été prévu trois étapes : transfert, intégration et indemnisation. Le décret de transfert posait également le principe de la nationalisation de la société.

Comme précise Jean-Yves BERNAND, « *Bien que la loi du 8 avril 1946 ait posé le principe de la répartition des installations entre les deux établissements nouvellement créés, EDF et GDF, dans la pratique, EDF a été seule chargée de récupérer l'intégralité des*

---

<sup>236</sup> « La nationalisation apparaît ainsi comme une fatalité ou, du moins, comme une nécessité », RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 643.

<sup>237</sup> BERNARD Jean - Yves, « Mémoire écrite de l'électricité et du gaz », EDF - GDF les archives des anciennes sociétés, tome 1, Paris, 1990, p. 3.

<sup>238</sup> Dans ce cadre, on peut énumérer (i) les entreprises dont l'objet principal était la production, le transport, la distribution d'électricité ou de gaz voyaient la totalité de leur actifs transférée à la nation, à charge pour l'État de rétrocéder dans un délai de trois mois les biens relatifs aux activités annexes, (ii) d'autres entreprises n'avaient pas pour activité principale l'industrie électrique ou gazière, le transfert, dans ce cas, ne portait que sur les biens relatifs aux deux énergies, (iii) pour les entreprises exerçant une partie de leur activité hors du territoire national seules les installations situées en France étaient prises en compte.

<sup>239</sup> BERNARD Jean-Yves, « Mémoire écrite de l'électricité et du gaz », EDF-GDF les archives des anciennes sociétés, tome 1, Paris, 1990, p. 3.

<sup>240</sup> BERNARD Jean-Yves, « Mémoire écrite de l'électricité et du gaz », EDF-GDF les archives des anciennes sociétés, tome 1, Paris, 1990, p. 3.

*exploitations, elle a dans un deuxième temps cédé à Gaz de France tout ce qui concernait le gaz* ». <sup>241</sup>

À propos du transfert de gestion, la nationalisation du gaz n'a pas transféré à l'entreprise publique toute la production de gaz. D'autre part, elle a instauré une certaine concurrence pour la production de cette source d'énergie entre différentes entreprises publiques alors que GDF et EDF en tant que deux entreprises publiques ont eu le monopole du transport et de la vente respectivement du gaz et de l'électricité. <sup>242</sup>

En vertu de l'article 3 de la loi de nationalisation, la gestion des entreprises nationalisées de gaz a été confiée à un établissement public national de caractère industriel et commercial dénommé : « *Gaz de France (G.D.F.) Service national* ». <sup>243</sup> La gestion de la production et de la distribution du gaz est confiée à des établissements publics de caractère industriel et commercial dénommés : « *Gaz de France, Service de production et de distribution* », suivi du nom géographique correspondant.

Jusqu'à la mise en place effective des services de production et de distribution, la prise en charge et le fonctionnement du service public de production et de distribution ont été assurés par le service national.

## **b. Le transfert des concessions**

Quant à la situation des concessions de gaz nationalisées, le transfert de ces derniers aux établissements publics <sup>244</sup>, les concessions, les modes d'exploitation de droit commun des services publics ont été confiées à GDF du fait même de la nationalisation de l'activité, ce qui dérogea au principe du libre choix du concessionnaire par le concédant. Le Conseil d'État a gardé le caractère de service public de la distribution publique de gaz assurée par GDF, les régies ou les sociétés d'économie mixte et la distribution du gaz resta sous le monopole de GDF.

En droit français le cahier des charges types de 1952 définit que le transport <sup>245</sup> du gaz naturel en tant que la fourniture de gaz peut être effectuée au bénéfice d'un autre réseau de

---

<sup>241</sup> BERNARD Jean-Yves, « Mémoire Écrite de l'Électricité et du Gaz », EDF - GDF Les archives des anciennes sociétés, tome 1, Paris, 1990, p. 7.

<sup>242</sup> BÉNAZET Pierre, « L'autorité de l'État sur les entreprises publiques du secteur de l'énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en Mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 64.

<sup>243</sup> CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 47.

<sup>244</sup> L'article 36 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946.

<sup>245</sup> La définition du « *transport du gaz naturel* » par le directive européen est comme suivant : « Transport de gaz naturel via un réseau de gazoducs à haute pression autre qu'un réseau de gazoducs en amont, aux fins de fourniture à des clients ».

transport, des distributions publiques, de stockages souterrains, ou de « *clients éligibles* », c'est-à-dire les gros clients industriels en majorité.

La loi de nationalisation n'a pas défini le transport en tant que le service public. La loi du 15 février 1941 et l'article 2 du 15 octobre 1985 disposait que « *le transport était organisé sous le régime de la concession* ». Par ailleurs, le transport est une activité destinée à desservir en priorité les distributions de gaz étant un service public.

## **2. Les exceptions à la nationalisation du secteur gazier en France**

### **a. Le maintien d'un secteur privé**

Le but poursuivi par le législateur était de maintenir un secteur libre de dimension limitée, comprenant les entreprises gazières déjà existantes au moment de la nationalisation, dont la production annuelle moyenne durant les années 1942 et 1943 ne dépassait pas 6 millions de m<sup>3</sup> par an. Le Conseil d'État a donné son avis en date du 20 octobre 1953 sur le statut d'une relation entre les parties<sup>246</sup> d'un contrat de concession qui a pris fin après 1946.<sup>247</sup> À l'expiration du contrat de concession, la question était de savoir si cette collectivité locale pourrait prendre l'exploitation en régie ou choisir librement un autre concessionnaire. Selon le Conseil d'État, à la fin de la concession, il fallait reconnaître la même liberté à la collectivité concédante qu'avant 1946, tant en ce qui concerne le choix du concessionnaire, qu'en ce qui concerne le choix entre l'exploitation par voie de concession et l'exploitation en régie. C'est ainsi qu'à l'expiration du contrat de concession, la collectivité locale reprenait tous ses droits confiés à l'entreprise privée dans le cadre dudit contrat, mais elle ne disposait plus d'une liberté de choix en matière de la gestion du service public de la distribution du gaz. Selon Jean Marie AUBY, dans un tel cas, « *les collectivités locales ne pourraient en aucune manière refusé de passer un nouveau traité avec les services nationalisés en accordant une concession à une entreprise privée* ». <sup>248</sup>

La volonté du législateur par l'article 8 de la loi de nationalisation était que les entreprises ne soient pas menacées par la politique de nationalisation. En 1960 le législateur a rajouté l'alinéa suivant à l'article 8 : « *Toutefois, les entreprises gazières concessionnaires de distributions publiques pourront, pour la durée du contrat de concession en cours, poursuivre*

---

<sup>246</sup> La collectivité locale conquérante et le concessionnaire.

<sup>247</sup> BERNARD Jean-Yves, « Mémoire Écrite de l'Électricité et du Gaz », EDF-GDF Les archives des anciennes sociétés, TOME 1, Paris, 1990, p. 3.

<sup>248</sup> AUBY Jean Marie, « La Notion de concession et les rapports des collectivités locales et des établissements publics de l'électricité et du gaz dans la loi du 8 avril 1946 », C.J.E.G., octobre et novembre 1949, n° 7 et 8 chapitre. p. 2.



leur exploitation gazière jusqu'à un plafond de production ou d'alimentation de 12 millions de m<sup>3</sup>/an ». Le but de cette disposition pour Patrice LOMBART<sup>249</sup> était de « permettre aux entreprises non nationalisées, titulaires d'une concession de distribution, de poursuivre leur exploitation, avec un développement des ventes normal, jusqu'à la fin de la concession en cours ». C'est ainsi que la possibilité d'extension a été limitée à un plafond de production 12 millions de m<sup>3</sup> par an au lieu de 7 millions de m<sup>3</sup>.

Par ailleurs, la loi de nationalisation conféra le monopole du transport de gaz à GDF. La loi du 2 août 1949 avait exclu du monopole conféré à GDF le transport de gaz naturel et modifia en cela la loi de nationalisation en ajoutant une exception à l'article 8. Le transport du gaz naturel pouvait être assuré par « un établissement public ou une société national dont la majorité du capital serait détenue par l'État ou par des établissements publics ».<sup>250</sup>

Les sociétés d'économie mixte et régies étaient issues des articles 8 et 23 de la loi de nationalisation et représentaient des exceptions à la nationalisation. Les concessionnaires de distribution de gaz en tant que la concession conclue entre la ville de Strasbourg et la société Gaz de Strasbourg étaient soumises aux mêmes obligations que GDF.

Quant aux exceptions à la nationalisation, il existait certaines activités de distribution qui concernaient, soit des organismes gérés par les collectivités locales appartenaient déjà au secteur public, soit un secteur composé de petites exploitations gazières privées.<sup>251</sup>

## **b. Le maintien d'un secteur public gazier en France**

L'article 23<sup>252</sup> de la loi de nationalisation était une seconde exception à la nationalisation. Principalement l'article 23 a maintenu hors de la politique de la nationalisation les régies, les sociétés de distribution du gaz à économie mixte et les services analogues constitués par les collectivités locales. Les régies et les autorités ont été maintenues dans leur « situation actuelle » et conservaient toujours le caractère particulier qui leur a donné naissance. Lorsqu'un domaine entier de la vie économique était l'objet d'une mesure de nationalisation, l'opération ne touchait pas les entreprises ayant déjà acquis le statut public<sup>253</sup>, mais les seules sociétés privées ou non.

---

<sup>249</sup> LOMBART Patrice, « Le monopole de la distribution publique du gaz », CJEG, juillet - août 1990, p. 249 - 260.

<sup>250</sup> Dans ce cadre, la CFM dont GDF détenait 50% du capital, et Société Nationale des Gaz du Sud-Ouest (« SNGSO ») dont GDF détenait 30 % du capital.

<sup>251</sup> LOMBART Patrice, ib. p. 251.

<sup>252</sup> Modifié par l'article 6 de la loi du 2 août 1949.

<sup>253</sup> LOMBART Patrice, « Le monopole de la distribution publique du gaz », CJEG, juillet - août 1990, p. 254.

C. DEVES<sup>254</sup> explique que la doctrine et la jurisprudence sont unanimes à considérer qu'il y a eu en 1946 et 1949 « *crystallisation* » des droits. Toutes ces deux en tirent la conséquence qu'il n'était pas juridiquement possible d'envisager la création des nouvelles régies. Il était également prévu que les régies en place ne pouvaient étendre leur zone d'activité et non plus modifier leur domaine d'activité. En conséquence, les collectivités locales ont mis en place les services de distribution publique du gaz antérieurement à l'entrée en vigueur de la loi de la nationalisation, elles sont demeurées libres de choisir les modalités de gestion et d'organisation desdits services dans l'avenir.

## **B. L'opérateur historique « GDF »**

GDF a été prévu pour la première fois dans l'article 3 de la loi de nationalisation de 1946 en tant qu'un établissement public national de caractère industriel et commercial (« EPIC ») dénommé « *Gaz de France (G.D.F), Service National* » auquel la gestion des entreprises nationalisées de gaz était confiée. Selon le même article, la gestion de la production et de la distribution du gaz a été confiée à EPICs dénommés « *Gaz de France, Service de production et de distribution* », suivi du nom géographique correspondant et jusqu'à la mise en place effective des services de production et de distribution, la prise en charge et le fonctionnement du service public de production et de distribution sont assurés par le service national.<sup>255</sup>

Héritière des compagnies privées d'avant-guerre, GDF s'était mué en une vaste entreprise de transport, distribution et commercialisation du gaz naturel essentiellement en 1971 sur tout le territoire national<sup>256</sup>, et est devenu le monopole dans le secteur gazier en France.

Au moment du mouvement de la nationalisation, EDF avait une domination politique et économique nette sur GDF. Selon la convention en date du 16 mai 1946, l'État a confié à EDF « *l'organisation et la direction des services destinés à assurer la prise en charge et la gestion des entreprises de production et de distribution de gaz nationalisées* ». De ce fait, les services généraux d'EDF assuraient, pour le compte de GDF, tout ce qui était relatif à l'administration de ce dernier.<sup>257</sup>

---

<sup>254</sup> DEVES C., Observations sous TA Grenoble -12 février 1986 - préfet du département de l'Isère et autres c. /Ville de Grenoble - JCP - Ed. E. 1987 II – 14.923.

<sup>255</sup> L'alinéa 2 et 3 de l'article 3 de la loi de nationalisation de 1946.

<sup>256</sup> 25 Ans Gaz de France.

<sup>257</sup> QUENNESSE Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006, « Gaz de France dans l'ombre d'EDF », p. 167.

## 1. L'organisation de GDF

La loi de nationalisation posa à l'alinéa 2<sup>258</sup> de son article 4 que le droit commun des sociétés s'appliquait à GDF, ce qui signifiait que l'entreprise devrait appliquer les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales. En fait, l'entreprise appliquait le plan comptable général prévu par l'article 55 de la loi n° 59-1472 du 28 décembre 1958. En ce qui concerne les impôts, l'entreprise était soumise à l'impôt sur les sociétés. GDF était immatriculé au registre du commerce comme n'importe quelle entreprise commerciale.

GDF a été confié la gestion des entreprises nationalisées de gaz et à la fois la gestion de la production et de la distribution du gaz<sup>259</sup> et dotée de l'autonomie financière et l'indépendance technique et commerciale.<sup>260</sup> GDF suivait les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales pour sa gestion financière et comptable, et était assujéti aux impôts. Il exista également une autre convention confiant la gestion des exploitations gazières à EDF.<sup>261</sup>

GDF avait repris l'ensemble des activités gazières.<sup>262</sup> La loi n° 49-1 du 1<sup>er</sup> janvier 1949 obligeait à réaliser l'entière séparation des activités électrique et gazière tant pour le patrimoine que pour les comptes d'exploitation. La terminaison des travaux de l'inventaire physique permetta d'identifier les installations gazières, les matériels en magasins, les créances sur les clients et débiteurs ainsi que les créanciers concernant GDF étaient facilement identifiables et enregistrés dans la comptabilité de GDF ouverte au 1<sup>er</sup> janvier 1951.

Selon l'article 30 de la loi n° 51.1050 du 19 août 1951, GDF a reçu de l'État un prêt de 20 milliards à 1% remboursable en cinquante ans. Ce prêt servira à rembourser la dette de GDF chez EDF.<sup>263</sup> Le problème principal devant la création et du « démarrage » des deux établissements EDF/GDF, qui se posa à ces derniers, concerne la fusion-absorption de cet ensemble de 900 entreprises de taille et d'organisation différentes, possédant ensemble près de 1 200 exploitations et représentant 550 transferts totaux<sup>264</sup> et 350 transferts partiels<sup>265</sup> qui

---

<sup>258</sup> L'alinéa 2 de l'article 4 de la loi de nationalisation de 1946 « Ils suivent pour leur gestion financière et comptable, les règles en usage dans les sociétés industrielles et commerciales et sont assujétiés aux impôts ».

<sup>259</sup> L'article 3 de la loi de nationalisation.

<sup>260</sup> L'article 4 de la loi de nationalisation.

<sup>261</sup> HELFER Paul, « Les premières années d'Électricité de France et de Gaz de France, Les services comptables et financiers », Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1987, p. 33.

<sup>262</sup> HELFER Paul, « Les premières années d'Électricité de France et de Gaz de France, Les services comptables et financiers », Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1987, p. 67.

<sup>263</sup> EDF affectera cette somme au financement du programme d'équipement de 1950.

<sup>264</sup> L'article 6 de la loi du 19 août 1951.

se sont étalés de 1946 à 1950, de manière à présenter le plus rapidement possible des comptes d'ensemble apportant ainsi la preuve que l'opération est réalisée.<sup>266</sup> La loi n° 49-1 fait obligation à GDF de prendre en charge l'ensemble de l'activité gazière. Tout en maintenant la mixité nécessaire sous l'angle économique<sup>267</sup> le transport du patrimoine à GDF provenant d'entreprises mixtes et transféré à EDF est réalisé en 1950 et 1951, et la répartition entre les deux établissements des frais des services communs arrêtés par la convention des deux directions générales.

Dans les lois du 21 octobre 1946 et du 12 août 1948, le législateur français retoucha la loi de nationalisation afin d'améliorer du point de vue de l'indemnisation le sort de certaines personnes ou entreprises atteintes par la nationalisation. Dans la loi du 1<sup>er</sup> janvier 1949 il prévoyait l'autonomie de la gestion financière du GDF et sa séparation de celle de l'ÉDF par la résiliation de la convention du 16 mai 1946 qui prenait effet le 31 décembre 1951 et ladite convention de 1946 a été remplacée la convention du 15 décembre 1951. Le décret du 5 janvier 1952 et la convention du 15 décembre 1951 stimulaient le partage des actifs transférés, le GDF a reçu la part des actifs considérée comme ayant été affectée à des activités de production ou de distribution de gaz.<sup>268</sup>

Par le décret du 24 mai 1950 pris en application de la loi du 17 août 1948 tendant au redressement économique et financier, le Gouvernement français fixa les règles de gestion des ouvrages de production et de transport de gaz. Le ministre chargé du gaz, à toute époque, sur la demande du Gaz de France - Service National, pouvait désigner par arrêté les ouvrages de production de gaz dont cet établissement assurera directement la gestion. Les biens, droits et obligations afférents à ces ouvrages étaient remis au Service National.

Quant au rôle économique de GDF, la loi de 1951 a réduit le capital. Les augmentations de tarifs accordées ont été insuffisantes pour redresser la situation, le gaz étant considéré comme un produit de première nécessité, les remarques déjà faites sur la politique tarifaire de bas prix pouvaient être reprises à propos de GDF.

À la différence du caractère du monopole d'EDF, celui de GDF était plus libéral, c'est-à-dire, il pouvait choisir de ne pas desservir des zones pour des raisons de rentabilité.

---

<sup>265</sup> L'articles 7 et 8 de la loi du 19 août 1951.

<sup>266</sup> HELFER Paul, « Les premières années d'Électricité de France et de Gaz de France, les services comptables et financiers », Bulletin d'histoire de l'électricité, Numéro Spécial, 1987, p. 71.

<sup>267</sup> Dans la distribution pour l'essentiel.

<sup>268</sup> CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 46.

Cette situation permettait de s'interroger sur le caractère de service public de la mission de GDF.<sup>269</sup>

Aux termes du contrat État - GDF pour le période entre 1997 - 1999 et les dispositions de la loi de 1996 et de la circulaire du 3 mai 1996, GDF avait pour ambition de raccorder 200 à 250 nouvelles communes chaque année pendant le période contractuel.

## **2. La gestion de GDF et ses relations avec EDF**

Marcel Paul, le ministre de la production industrielle, a hésité à diriger le secteur du gaz qui était assez différent que celui de l'électricité. Les pouvoirs publics ont eu l'intention de faire passer GDF sous la tutelle de l'électricien. Dans cet objectif, l'article 5<sup>270</sup> de la loi de nationalisation prévoyait de conclure des conventions entre ces deux établissements industriels et commerciaux EDF et GDF afin d'organiser des services communs ou de transférer à l'un de deux services qu'il pouvait gérer plus aisément, et qui seraient de la compétence légale ou réglementaire d'un autre.

Antérieurement à la nationalisation, toutes les sociétés qui distribuaient à la fois l'électricité et le gaz possédaient déjà des services communs aux deux activités. Les conventions conclues entre EDF et GDF organisaient les activités et leurs gestions.

### **a. La convention du 16 mai 1946 entre GDF et EDF**

Dans le cadre de la convention du 16 mai 1946 dont la première mission était de régler les relations entre EDF et GDF, ce dernier se trouvait pendant cinq ans sous la tutelle d'EDF, confiait à EDF l'organisation des services destinés à assurer la gestion des entreprises de production et de distribution du gaz nationalisées. C'est ainsi que le patrimoine de GDF a été géré par une autre entreprise, GDF n'avait pas sa propre autonomie et était sous la tutelle de l'État et, à la fois, celle d'EDF. Les services généraux d'EDF assureront, pour le compte de GDF, tout ce qui est relatif à l'administration. Afin de rétablir l'économie de GDF, EDF devait prendre en charge son équilibre financier.

Par la convention en date du 16 mai 1946 et conformément à l'article 5 de la loi de nationalisation la direction générale de GDF a confié à EDF la gestion de l'ensemble de

---

<sup>269</sup> BRINGARD « La nationalisation de l'électricité et du gaz », Thèse en économie politique présentée devant la Faculté de droit de Paris, mars 1953.

<sup>270</sup> L'article 5 de la loi du 8 avril 1946 prévoit que « *Des conventions particulières pourront intervenir entre les établissements publics prévus par la présente loi pour l'organisation de services communs, ou le transfert à l'un d'eux de services qu'il peut gérer plus aisément et qui seraient de la compétence légale ou réglementaire d'un autre* ».

l'activité gazière, à charge pour EDF de fournir au conseil d'administration de GDF les informations périodiques, résultats et bilans annuels, relatif à cette activité.

En octobre 1946 les exploitations gazières ont commencé à s'équiper de nouveau et afin de résoudre les problèmes techniques immédiats, le conseil d'administration de GDF avait accepté de créer des commissions régionales provisoires de quatre ou cinq membres.

À partir du 1<sup>er</sup> avril 1947 GDF acquérait une autonomie de gestion. Dès 1948 il a commencé un processus de concentration des entreprises au travers des plans d'équipement. Sur l'ensemble du territoire 22 usines avaient été entièrement modernisées et reconstruites et 10 installations de traitement de gaz renouvelées. En 1947 à cause des tarifs discriminatoires imposés par le Gouvernement français à l'époque, l'électricité présentait un excédent de 3 000 millions de francs. En revanche le gaz présentait un déficit de 4 800 millions de francs. Malgré sa situation financière, EDF a ainsi toujours dû subventionner GDF.

Face à la situation financière des établissements énergétiques, la loi de nationalisation demeurait vague sur la tarification. GDF préférait des hausses de tarifs à des subventions, c'est ainsi qu'en janvier 1948 le conseil d'administration de GDF refusa une proposition de subvention.

En 1949 le législateur français est intervenu dans la situation de GDF par la loi n° 49-1 du 1<sup>er</sup> janvier 1949. D'après l'article 3 de la loi du 1<sup>er</sup> janvier 1949 le Gouvernement devrait assurer l'autonomie effective de la gestion financière de l'entreprise GDF et sa séparation de la gestion d'EDF dans un délai de six mois, notamment par la résiliation de la convention du 16 mai 1946 et par la présentation de bilans et de comptes séparés. C'est par le biais de cette disposition que l'État déclara sa volonté de séparation de gestion de GDF de celle d'EDF.

En vertu de l'article 4 de la loi de 1<sup>er</sup> janvier 1949, le Gouvernement français avait été chargé de réaliser une réduction graduelle du déficit de GDF et des entreprises gazières par l'aménagement des tarifs des services de toute nature rendus par GDF et les entreprises gazières dans un délai de trois mois.<sup>271</sup> Le déficit d'exploitation était à peu près 20 milliards francs en 1949. Dans le but de le compenser l'État a augmenté les tarifs de l'électricité plus que nécessaire et n'a pas augmenté celui du gaz tel qu'il était nécessaire.

---

<sup>271</sup> Le délai prévu par la loi du 1<sup>er</sup> janvier 1949 a été prolongé par l'article 309 de la loi n° 49 - 874 du 5 juillet 1949. Voir les articles 26 et 33 de la loi n° 51-1050 du 29 août 1950 concernant GDF.

La convention du 16 mai 1946 entre GDF et EDF pour assurer une coopération nécessaire entre les deux services, car les anciennes sociétés nationalisées géraient pour la plupart des distributions du gaz, de l'électricité et de l'eau. La convention prévoyait le fait que GDF confiait à EDF l'organisation et la direction des services du gaz. La loi du 1<sup>er</sup> janvier 1949 devait réaffirmer les principes de loi de nationalisation et prescrire la résiliation de la convention du 16 mai 1946.<sup>272</sup>

La loi et les décrets d'exécution, la totalité des sociétés mixtes assurant la production et la distribution de l'électricité et du gaz est transférée à EDF. La convention du 16 mai 1946 conclue entre les deux établissements, confia à EDF les soins d'organiser et de diriger les services qui géraient les entreprises de production et de distribution du gaz nationalisées ainsi que d'assurer, pour le compte du GDF, ce qui était relatif à l'administration générale.<sup>273</sup>

Le décret du 5 janvier 1952 relatif au transfert à GDF des biens, droits et obligations gérés provisoirement pour son compte par EDF a mis fin à l'application de la convention du 16 mai 1946.

## **b. La convention du 15 décembre 1951**

Suite à la période de tutelle de cinq ans de GDF par EDF, une nouvelle convention considérée comme « *la Charte des rapports entre EDF et GDF* » a été conclue le 15 décembre 1951 entre ces deux établissements. La convention du 15 décembre 1951 ne concernait pas les transferts de services, mais l'organisation de services communs. Le transfert des services a été traité plutôt par le décret<sup>274</sup> n° 52-20 du 5 janvier 1952<sup>275</sup> relatif au transfert à GDF des biens, droits et obligations se rattachant à la production, au transport, et à la distribution du gaz combustible et gérés provisoirement pour son compte par EDF.

Si EDF et GDF ne parvenaient pas à se mettre d'accord soit sur les dispositions à insérer dans la convention de 1951 visée par le premier article, soit sur la désignation des biens, droits et obligations visés à l'article 2 de la convention de 1951 ayant le même but que l'article 6<sup>276</sup> de la loi de nationalisation, les questions qui feront l'objet du désaccord seront régies par voie d'arbitrage.<sup>277</sup> À cet effet, chacun des établissements publics désigna un

---

<sup>272</sup> BENAZET Pierre, « L'autorité de l'État sur les entreprises publiques du secteur de l'énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en Mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de droit, p. 76.

<sup>273</sup> CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « *Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946* », C.J.E.G. 1974, p. 46.

<sup>274</sup> L'article 2 du décret du 5 janvier 1952 concernait plus particulièrement « au transfert des biens, droits, obligations se rattachant à la production, au transport et à la distribution du gaz combustible ».

<sup>275</sup> L'autonomie d'EDF et de GDF a été réaffirmée par le décret n° 52-20 du 5 janvier 1952.

<sup>276</sup> L'article 6 de la loi de nationalisation disposait que « l'ensemble des biens, droits et obligations des entreprises qui ont pour activité principale la production, le transport ou la distribution d'électricité ou du gaz (...) est intégralement transféré aux services nationaux (...) ».

<sup>277</sup> L'article 3 du décret du 5 janvier 1952.

arbitre. Si les deux arbitres n'arrivaient pas à rendre une décision commune, les parties désignaient un surarbitre chargé de trancher des différends. Après la mise en demeure du ministre chargé du gaz et de l'électricité, au cas où les parties ou l'une d'entre elles, ne procédaient pas aux désignations, le ministre y pourvoyait à leurs lieux et places. Les décisions des arbitres, ou du surarbitre, n'étaient pas susceptibles d'appel.

En outre, la convention du 15 décembre 1951 définissait l'autonomie et l'union entre EDF et GDF. C'est ainsi qu'EDF n'agissait plus en tant qu'autorité de tutelle sur GDF. Ces deux EPICs trouvaient leur propre patrimoine et se développaient de manière autonome.

Conformément à l'article 4 de la convention de 1951, les deux établissements GDF et EDF pouvaient également décider, pour les mêmes motifs d'assurer l'un pour l'autre telle prestation de services qu'il leur convenait. En même temps, cet article prévoyait qu'EDF et GDF assuraient, en principe, par leurs propres services, et chacun en ce qui le concerne, les activités qui leur ont été conférées par la loi.

Les prestations de services effectuées par l'un des deux établissements pour le compte de l'autre étaient assurées sous la seule autorité du gérant, en liaison toutefois avec l'établissement bénéficiaire, suivant des modalités qui faisaient l'objet d'accords particuliers entre les directeurs généraux.<sup>278</sup>

La convention de 1951 a également déterminé que certains services entre EDF et GDF seront des services communs tels que les services d'administration générale, des assurances, bâtiments, du personnel. Cette convention maintenait de façon expresse les services de distribution mixte de gaz et d'électricité locaux dont la création, dès 1946, avaient donné toute satisfaction au point de vue financier et à la clientèle. EDF et GDF convenaient d'harmoniser leurs politiques tout en conservant leur liberté d'action dans leur domaine propre.

Le 1<sup>er</sup> janvier 1952 EDF a conclu un accord financier avec GDF en vue de lui donner son entier responsabilité. C'est ainsi qu'à l'échelon central, GDF était chargé de mêmes fonctions qu'EDF et à l'échelon régional, les décrets du 24 mai et du 6 octobre 1950 ont bien divisé la France en seize régions gazières et la gestion a été assurée par sept divisions gazières dépendant de la direction centrale de GDF. De plus, sauf pour la région parisienne, l'organisation de la distribution du gaz sur l'ensemble du pays était mixte, c'est-à-dire assurée par des centres mixtes électriques et gaziers. Les problèmes purement gaziers étaient rattachés

---

<sup>278</sup> L'article 5 de la convention de 1951.



administrativement et hiérarchiquement aux directions régionales de distribution d'EDF. Un service commun, service central de la distribution mixte, supervisait tout autre service.

## SECTION 2.

### L'ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA STRUCTURATION DU SECTEUR GAZIER EN TURQUIE

La première rencontre avec le gaz naturel en Turquie était assez retardée par rapport à la France. Ainsi, la structure et le fonctionnement du marché gazier turc divergent sur plusieurs points du marché gazier français. La transition et l'application des dispositions des directives européennes énergétiques en droit turc ont été réalisées assez tard par rapport aux dates de l'entrée en vigueur desdites directives en droit français. En plus, les réglementations et législations ayant pour but de transposer les dispositions européennes en droit turc étaient restées loin de l'efficacité et des objectifs ciblés par l'Union européenne par rapport à son modèle idéal *à la française*. C'est la raison pour laquelle la période de l'analyse de l'organisation et du fonctionnement du marché gazier en Turquie avant la libéralisation sera limitée pour une période assez courte par rapport à son homologue français: entre 1970 qui est son premier contact avec le gaz naturel et 2001 qui est la date d'entrée en vigueur de la première loi du marché gazier turc adapté dans le but de transposer les dispositions de la première directive européenne gazière de 1998.

#### **§ 1. L'origine du secteur gazier turc et l'opérateur historique « BOTAŞ »**

La Turquie n'est pas un pays autosuffisant ni en pétrole, ni gaz naturel. Comme ses réserves de gaz naturel sont assez limitées, le niveau de la production de gaz naturel reste assez bas au niveau national. De ce fait, la Turquie importe la plupart de ses besoins pétroliers et gaziers des pays voisins comme la Russie, l'Azerbaïdjan, l'Irak et l'Iran qui ont des riches ressources énergétiques auxquels la Turquie a un accès facile grâce à sa position géostratégique.

La consommation de gaz naturel en Turquie commença en 1987 pour diverses raisons. Tout d'abord, le gaz naturel a des avantages environnementaux par rapport à d'autres ressources énergétiques. Ces avantages le rendent attractif et sans rival vis-à-vis d'autres produits énergétiques. C'est ainsi que la tendance vers le gaz naturel<sup>279</sup> avait augmentée de plus en plus dans les années 1990. À cause de la structure géologique de la Turquie qui est

---

<sup>279</sup> AĞAROĞLU Behçet Orçun, « Les principes et l'analyse du fonctionnement du marché gazier: application de la Turquie », (« Doğal Gaz Piyasasının İşleyişi Esasları ve Analizi: Türkiye Uygulaması », Thèse de master, directeur de thèse Metin Kamil ERCAN, Université de Gazi, Institut des Sciences Sociales, Gestion, Financement, Ankara 2008, p. 174.

assez rugueuse et compliquée, la recherche du pétrole et du gaz naturel était toujours troublée et les dépenses en investissement de recherche dans le domaine du gaz et du pétrole se sont multipliées chaque année.

## **A. L'origine du secteur gazier en Turquie**

Le secteur gazier turc trouve ses origines dans les années 1970. Par rapport au secteur gazier français, étant en retard pour découvrir le gaz naturel en tant que sa principale source d'énergie de nos jours, la Turquie a démarré des recherches afin de développer des énergies alternatives adéquates face à la croissance progressive du besoin en énergie de sa population.

Notamment, suite à la crise pétrolière, en 1979, la Turquie a pris conscience de la nécessité de déterminer la conduite à long terme pour sa politique énergétique et de développer les relations internationales avec ses voisins qui ont des ressources pétrolières et gazières ou sont plus proches de ces sources. Dans cet objectif, au début des années 1980, la Turquie a intensifié les activités de recherche réalisées par TPAO et BOTAŞ dans les domaines pétroliers et gaziers afin de satisfaire la demande énergétique nationale de la Turquie et ainsi surmonter les effets de la crise énergétique mondiale sur le secteur énergétique turc.

Enfin, le gaz naturel a émergé vers la fin des années 1980 comme une source alternative et favorable avec sa valeur élevée et son utilisation favorable à l'environnement et son prix relativement inférieur aux sources alternatives. Par conséquent, BOTAŞ a entrepris des études pour estimer la consommation de gaz naturel et a déterminé l'itinéraire le plus approprié pour construire les réseaux principaux des oléoducs et gazoducs avec les pays voisins étant riches en ressources de pétrole et de gaz naturel.

### **1. Les jalons du secteur gazier en Turquie**

La rencontre avec le gaz naturel en Turquie se trouve ses origines dans les années 1970.<sup>280</sup> Le gaz naturel a été découvert pour la première fois en Turquie dans les régions du gaz naturel de Hamitabat et Kumrular en 1970 et transporté l'usine de ciment de Pınarhisar<sup>281</sup> en 1976 et le gaz naturel découvert dans le région de Çamurlu - Mardin a été transporté vers

---

<sup>280</sup> Avant cette date, en janvier 1967, L'oléoduc Batman - Dörtöyl a été construite en tant que lié à TPAO.

<sup>281</sup> YARDIMCI Okan, « Le marché du gaz naturel en Turquie : 25 ans passés, 25 ans à venir », (« Türkiye Doğal Gaz Piyasası : Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl », La Revue des Sciences Économiques (« Ekonomi Bilimleri Dergisi », Volume 3, No: 2, 2011, ISSN 1309 - 8020, p. 157 -166, disponible sur: [http://www.sobiad.org/eJOURNALS/dergi\\_EBD/arsiv/2011\\_2/okan\\_yardimci.pdf](http://www.sobiad.org/eJOURNALS/dergi_EBD/arsiv/2011_2/okan_yardimci.pdf) , « En 2012 l'usine de ciment de Pınarhisar se fonctionne sous le nom de la Société anonyme de commerce et industrie de ciment SET ».

l'Usine de ciment de Mardin<sup>282</sup> par TPAO.<sup>283</sup> Assumant des responsabilités primordiales dans le secteur du gaz naturel en Turquie, BOTAŞ a été fondée en 1974 par la TPAO.

En parallèle du développement économique en Turquie, l'augmentation de l'urbanisation, de l'industrialisation et la pollution environnementale et de l'air, et de surcroît la crise pétrolière des années 1970, l'ont poussé à chercher des ressources d'énergies alternatives.<sup>284</sup> Dans le but de diversifier ses ressources en l'approvisionnement énergétiques, la Turquie élaborait l'importation du gaz naturel, pour la première fois dans son histoire, par le contrat de transfert du gaz naturel signé le 18 septembre 1984 entre la Turquie et l'ex-Russie. La construction du gazoduc de 842 km entre la Turquie et la Russie a été lancée le 26 octobre 1986. Ce gazoduc entre en Turquie de la frontière bulgare, et le 23 juin 1987 arrive à sa première station Hamitabat, continue vers les destinations d'Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa et Eskişehir et prend fin à Ankara. Par le biais de ce gazoduc, il a été apporté du gaz naturel au gaz central à cycle combiné et à deux usines d'engrais (İstanbul Gübre Sanayi A.Ş. « İGSAŞ » et Türkiye Gübre Sanayi A.Ş. « TÜGSAŞ ») et à toutes les villes, y compris Ankara, par lesquelles le gazoduc passe.<sup>285</sup>

En 1985 la Turquie a réalisé la première production d'électricité par le gaz naturel à partir des ressources nationales à la Centrale conversion du gaz naturel de Hamitabat. Jusqu'en 1986<sup>286</sup> la totalité de la consommation du gaz naturel, approximativement 750 millions de m<sup>3</sup>, avait été satisfaite par la production nationale. L'année suivante, la conclusion des contrats d'achat-vente du gaz naturel de 25 ans a suscité une augmentation considérable de la consommation de gaz naturel dans l'utilisation domestique et industrielle et la consommation de gaz naturel en Turquie a sensiblement augmentée de fait de son utilisation étendue à la production d'électricité, aussi bien que sa pénétration dans les équipements et les résidences industriels.

Un autre contrat d'achat-vente de gaz naturel de 6 milliards de m<sup>3</sup> a été signé en 1987 entre la Turquie et l'ex-Russie, et la Turquie consomma la totalité du gaz naturel importé de 520 millions de m<sup>3</sup> dans ses centrales électriques durant l'année 1987.<sup>287</sup>

---

<sup>282</sup> BÜLBÜL Mustafa Oğuzcan, « *l'Industrie du Gaz Naturel* », (en turc « *Doğal Gaz Endüstrisi* »), la série des thèses de spécialisation de l'Institut de Concurrence (« Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi »), 2007, p. 43.

<sup>283</sup> Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı.

<sup>284</sup> BAŞOĞLU M. , « L'importation du gaz naturel importé pour la Turquie », (« İthal Doğal Gazın Türkiye İçin Önemi »), 1999, Université de Çukurova, Institut des Sciences, thèse de master, Adana, p. 8.

<sup>285</sup> YARDIMCI Okan, ib., p. 160.

<sup>286</sup> La Direction Générale des Affaires Pétrolières (« *Petrol İşleri Genel Müdürlüğü - PİGM* »), 2011, <http://www.pigm.gov.tr/>.

<sup>287</sup> GÖKDEMİR Bülent, « La Reconstruction du Secteur du Gaz Naturel en Turquie », (« Türkiye'de Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması »), TEPAV, 2009, Ankara, p. 6.

Le gaz naturel a été utilisé pour la première fois en 1988 à Ankara par les consommateurs non seulement domestiques, mais aussi industriels. À la suite de la conclusion du contrat de transport de gaz naturel avec la Russie, la Turquie accorda des accords d'achat de GNL avec l'Algérie et le Nigéria. En 1992 le secteur gazier turc s'est développé vers les grandes villes industrielles comme İstanbul, Bursa, Eskişehir et İzmit.

Entre les années 1980 et 1990, les constructions des centrales électriques dans lesquels le gaz naturel est utilisé ont été multipliées. Le gaz naturel est devenu plus accessible dans les nouvelles zones de consommation grâce aux nouveaux investissements des lignes de distribution et la consommation de gaz naturel chez les résidents et des installations industrielles a augmenté. Par conséquent, selon les statistiques, la consommation en gaz naturel s'est augmentée entre 1986 et 2007, et est arrivée à 30 million de m<sup>3</sup> en 2007 de 0.6 million de m<sup>3</sup> en 1987. Par la suite, le gaz naturel est devenu une source incontournable pour le secteur énergétique en Turquie.

Selon les statistiques réalisées dans les années 1980, la consommation énergétique avait montré un niveau de développement de 6 % par an suite à la croissance de l'économie, de l'urbanisation et de l'industrialisation en Turquie. À partir de l'année 1987, et notamment durant les années de la crise économique en Turquie, malgré la fluctuation de la consommation du gaz naturel, on observa un trend de croissance de la consommation en énergie. Entre les années 1986 et 1996 la consommation du gaz naturel a augmenté de 285%.<sup>288</sup> La croissance rapide de la demande en gaz naturel a accru le pourcentage de gaz naturel dans la consommation nationale des énergies primaires.

Dans la même période malgré des longues discussions sur la rentabilité de l'énergie nucléaire et la croissance de l'utilisation des sources d'énergie renouvelable dans les pays développés, le gaz naturel est devenu indispensable dans le secteur énergétique.

La Turquie a développé son réseau national d'oléoducs et de gazoducs dans la région de la Mer Noire en construisant un pipeline entre İzmit et Ereğli-Zonguldak en 1996. Pendant la même année, le réseau national a été étendu vers Çanakkale par la construction du nouvel oléoduc entre Bursa et Çan.

Tandis que la consommation de gaz naturel montait conformément au développement des réseaux nationaux des gazoducs, la Turquie commença à importer 3 milliard m<sup>3</sup>/an de gaz

---

<sup>288</sup> Selon les statistiques de BOTAŞ.

naturel d'Iran en 2001 et a graduellement augmenté cette quantité jusqu'à 10 milliard m<sup>3</sup>/an conformément à l'accord signé en 1996 entre l'Iran et la Turquie. Afin de transmettre le gaz naturel dans l'intégralité du pays, un deuxième gazoduc principal a été construit entre Ağrı et Ankara, croisant la région orientale de la Turquie pour fusionner avec le gazoduc occidental. En tant que partie de ce gazoduc, un autre morceau de gazoduc a été construit entre Kayseri et Konya.

En outre, la Turquie a également décidé d'importer le gaz naturel liquéfié (« GNL ») afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. En conséquence, BOTAS a signé un accord avec l'Algérie pour importer 2 milliards de m<sup>3</sup>/an de GNL. En 1995 cet accord a été modifié pour augmenter les importations de GNL à 4 milliards de m<sup>3</sup>/an. Suite à la conclusion de l'accord, BOTAS a réalisé la construction d'une borne d'importation de GNL dans le terminal de Marmara Ereğlisi pour stocker et gazéifier le GNL importé. L'importation du GNL a été accomplie en 1994. En 1995 BOTAS a signé un autre accord avec le Nigéria afin d'obtenir 1.2 milliard m<sup>3</sup>/an du GNL.

## **2. La Société Anonyme du Pétrole de la Turquie « TPAO »**

Chargé de l'exploration d'hydrocarbure, de la production, de la raffinerie et des affaires de vente comme compagnie nationale monopolistiques de pétrole de la Turquie TPAO a été fondée en 1954 par la loi n° 6327. Les premières applications sur le gaz naturel par TPAO ont été inaugurées en 1976.

Depuis sa création TPAO dépensa frayer un chemin des efforts sur toutes les branches de l'industrie pétrolière et réalisa plusieurs d'investissements dans l'armature des droites accordées par la loi n° 6327. Donc, en tant que compagnie pétrolière, TPAO était toujours engagée dans tous les domaines d'activité de l'industrie pétrolière à partir de la production jusqu'à la raffinerie, de la raffinerie au marketing et au transport.

L'installation de Batman construit par TPAO, İzmit, Aliğa et des raffineries moyennes d'Anatolie, grandes réseaux sur Batman-Dörtyol, Kerkuk-Yumurtalik, le réseau de Yumurtalik-Kırıkkale, le système de l'interconnexion entre Shelmo-Batman, les réseaux entre Adıyaman-Sarı, dans le transport maritime du pétrole par de DITAS-1, de TPAO-1 et IGSAŞ-İstanbul Fertilizer Industry Inc. et contribué à la construction des installations pétrochimiques de Yarımca et d'Aliğa en tant qu'actionnaire principal.

Provenant des études sur réorganiser le secteur pétrolier public pendant 1983 et 1984, TPAO a été devenu une entreprise économique d'État qui était active dans l'exploration de pétrole et de gaz naturel, les zones de production et également sur les pipelines et le transport pétrolier, de raffinerie, de distribution et de vente par ses quatre filiales.<sup>289</sup>

En 1988 IGSAŞ a acquis le statut de filiale de TPAO. Conformément à la politique de privatisation des entreprises économiques d'État, TÜPRAŞ<sup>290</sup>, BOTAŞ, DITAŞ et IGSAŞ ont été respectivement livrés à la direction publique d'administration d'association de ministères principaux en 1990, 1990, 1993 et 1998. En 1995, BOTAŞ s'est séparé du statut subsidiaire de TPAO et est devenue une compagnie indépendante et devenue le monopole gérant du secteur gazier en Turquie.

Par la suite, l'importation et la consommation du gaz naturel ont énormément augmenté et l'estimation annuelle de l'importation du gaz naturel était au total de 8 milliards de m<sup>3</sup>/an en provenance au minimum de 6 milliards de m<sup>3</sup>/an de la Russie et de 2 milliards de m<sup>3</sup>/an de l'Algérie.

## **B. L'opérateur historique « BOTAŞ »**

La société anonyme de transport pétrolier par les gazoducs BOTAŞ a été fondée le 15 août 1974 par le décret n° 7/7871 en tant que filiale de TPAO dans le but de transmettre du pétrole brut de l'Irak vers le Golfe d'İskenderun au Thermal de Ceyhan dans le cadre de l'accord signé le 27 août 1973 entre les Gouvernements de la Turquie et d'Irak.<sup>291</sup>

Les premières applications concernant la production de gaz naturel à partir des ressources nationales ont été effectuées par TPAO en 1976. Dans les années 1980 BOTAŞ a procédé aux premiers travaux concernant la planification de l'approvisionnement en gaz naturel et à l'estimation de la demande en gaz naturel. En considérant la nécessité de la diversification des ressources énergétiques de la Turquie, BOTAŞ s'est engagé à transporter le pétrole par les moyens des gazoducs à partir de l'année 1987. Il a également commencé à transporter du gaz naturel par les moyens des gazoducs et à exercer le commerce du gaz naturel. Il a finalement obtenu le caractère commercial supplémentaires à ses fonctions de prestation de service.

---

<sup>289</sup> BOTAŞ chargé de la transportation de pétrole par le biais des pipelines, DITAS chargé de la transportation par le biais de des camions citernes marins, TÜPRAŞ chargé du raffinage et POAŞ chargé du marketing.

<sup>290</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 33.

<sup>291</sup> <http://www.botas.gov.tr/index.asp> consulté le 15 décembre 2012.

Sous l'entité de TPAO, BOTAS a fonctionné jusqu'à la restructuration de son organisation en 1995 en tant qu'établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC »). En 1995, par la décision n° 96/6526 du conseil des ministres du 8 février 1995, BOTAS s'est séparé de TPAO et a été restructuré en tant qu'EPIC.

Le statut principal de BOTAS du 17 avril 1995 a été publié dans le Journal officiel n° 22261 et est entré en vigueur. Les activités déterminées dans le statut principal en général étaient de construire et de faire construire des gazoducs de gaz naturel, du pétrole et des produits pétroliers et de prendre la relève, d'acheter ou de louer des gazoducs déjà construits, de transporter le gaz naturel, le pétrole et des produits pétroliers via ses gazoducs, d'acheter et de vendre le pétrole et le gaz naturel à transporter par les moyens de ses gazoducs, de rechercher, de faire des sondages, produire, transporter, stocker, raffiner le pétrole et le gaz naturel à l'étranger.

## **1. Le statut juridique de BOTAS**

Le statut juridique actuel de BOTAS, c'est un établissement public industriel et commercial créé selon le décret n° 233 du 1984 selon les règles du droit privé et fonctionne dans le but des principes de la rentabilité et de la productivité. Ayant commencé à exercer ses activités par le transport du pétrole brute par les moyens de ses gazoducs en 1987, BOTAS a élargi ses domaines d'activités vers le transport et la commercialisation du gaz naturel et a finalement obtenu une entité commerciale.<sup>292</sup>

L'article temporaire 9 du décret n° 399 de 1990 concernant le règlement du régime du personnel des EPICs et l'abrogation de certains articles du décret n° 233, disposait que « *pour le personnel qui travaille au niveau de la direction de l'entreprise créée conformément aux règles du droit privé et pour le personnel des établissement qui ne se trouvent pas dans le tableau n° 1 et le personnel de la coopération liée, jusqu'à ce qu'une nouvelle réglementation se fait, les règles de loi du travail en vigueur au moment de la date de l'entrée en vigueur du décret n° 233 s'applique* ». Comme BOTAS n'a pas été cité dans le tableau n° 1, conformément à l'article temporaire 9 du décret n° 399, pour le personnel de BOTAS, les articles de la loi de travail n° 4857 s'appliquent.

---

<sup>292</sup> AĖAROĖLU Behçet Orçun, « DoĖal gaz piyasasının iřleyiř esasları ve analizi: Türkiye Uygulaması » (« L'analyse et les principes du fonctionnement du marché gazier: l'application en Turquie »), la thèse de master, le directeur de thèse Metin Kamil ERCAN, Gazi Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İřletme Anabilim Dalı, Finansman Bilim Dalı, Ankara 2008, p. 178.



En février 1995 BOTAS s'était séparé de TPAO et a été restructurée en tant qu'une société anonyme ayant le statut d'EPIC.<sup>293</sup> En novembre 1995 BOTAS a signé son premier contrat d'achat de GNL avec le Nigeria pour une durée de 22 ans.

## **2. Le monopole de BOTAS**

Dans le secteur gazier turc organisé en structure verticalement intégrée sous le monopole de BOTAS, toutes les activités gazières appartenaient à cette entité publique. Le décret n° 397<sup>294</sup> publié au Journal officiel n° 20428 du 9 février 1990 concernant l'utilisation du gaz naturel a octroyé à BOTAS le statut de monopole dans ses activités d'importation et de distribution, de vente et pour la tarification du gaz naturel. Le secteur privé ne pouvait exercer que dans la production de gaz naturel, puisque d'autres activités n'étaient pas ouvertes à la libre concurrence. Le monopole de BOTAS existait dans chaque domaine du gaz naturel sauf la production du gaz naturel. Selon l'article premier du décret n° 397, l'importation de gaz naturel, y compris GNL, n'était exercé que par BOTAS. L'autorité de la vente, la détermination des tarifs et la distribution du gaz naturel importé et le gaz naturel national acheté n'appartiennent qu'à BOTAS. La réglementation concernant le fonds de stabilisation des prix du carburant, ne s'appliquait pas à l'importation et à la vente du gaz naturel importé.

Dans le second article du même décret, il prévoyait que le Conseil des ministres pouvait permettre la construction, l'exploitation et la vente du gaz naturel par BOTAS ou les sociétés anonymes qui ont été fondées dans le but de transporter du gaz naturel. BOTAS pouvait ainsi devenir l'actionnaire dans les sociétés anonymes qui ont été créés ou à créer pour fonctionner dans le secteur gazier à condition que les proportions des actions de ces entreprises au moment de leur première construction soient approuvées par le Conseil des ministres.

Le décret n° 397 a été abrogé par l'article 13 de la loi n° 4646 publié dans le Journal officiel n° 24390 du 2 mai 2001 que nous allons aborder dans la deuxième partie de ce travail.

En outre, BOTAS a l'autorité de vente du gaz naturel importé ou acheté en Turquie aux zones industrielles organisées et aux consommateurs industriels utilisant du gaz naturel

---

<sup>293</sup> Le rapport de l'activité de 2010 de BOTAS, p. 18 - 19.

<sup>294</sup> <http://www.mevzuat.adalet.gov.tr/html/15040.html>

plus d'un million de m<sup>3</sup>. BOTAŞ avait le droit de céder ladite autorité aux sociétés anonymes qui ont été déjà créées ou à créer dans le but d'exercer les activités liées au gaz naturel. Les dispositions concernant l'importation, la vente, la détermination des tarifs de vente et de la distribution du gaz naturel des lois municipales n° 1580, la loi n° 3030 concernant la gestion des municipalités de grandes villes ne s'appliquaient pas dans les cas auxquels le décret n° 397 trouvait son application.<sup>295</sup> Le décret n° 397 abrogea également le décret n° 350 du 18 novembre 1988 concernant l'utilisation du gaz naturel.

Il a été mis fin au monopole de BOTAŞ par la loi du marché du gaz naturel n° 4646 publiée dans le Journal officielle du 2 mai 2001 qui dispose des droits et des obligations de toutes les personnes physiques et morales qui sont engagées dans les activités d'importation, de transport, de distribution, de stockage et de commercialisation, de commerce et d'exportation du gaz naturel. Selon la loi n° 4646 BOTAŞ continue à exercer ses activités en tant qu'acteur du secteur gazier en Turquie.<sup>296</sup>

Jusqu'à l'année 2001 quand la loi du marché gazier en Turquie n° 4646 est entrée en vigueur, BOTAŞ a tenu le monopole des droits en importation de gaz naturel, en commerce, en transport et en stockage. Aux termes de la loi n° 4646, les dérogations de monopole de BOTAŞ, sauf pour les réseaux nationaux de transport, ont été supprimées. Bien que BOTAŞ ait été privé de tous ses intérêts de distribution, il tient toujours une position dominante *de facto* dans les activités d'importation, du commerce et de transport.

## **§ 2. Le fonctionnement historique du secteur gazier en Turquie**

Depuis sa création BOTAŞ exerce des activités pétrolières en tant que filiale de TPAO. Depuis 1986 BOTAŞ a commencé à construire et exploiter les oléoducs et gazoducs de distribution et de transport du gaz naturel de 11 593 km, huit stations de compresseurs, trois stations de mesures et plusieurs stations de l'abaissement de presse. Pour satisfaire les besoins énergétiques, à partir de 1987, BOTAŞ a également commencé à exercer des activités gazières.

### **A. Le transport du pétrole brut**

La Turquie a pris des mesures destinées à diversifier ses sources d'approvisionnement et à renforcer son rôle de pays de transit pour le transport Est-Ouest de pétrole et de gaz. Pour

---

<sup>295</sup> Le décret n° 397<sup>295</sup> publié dans le Journal officiel n° 20428 du 9 février 1990 concernant l'utilisation du gaz naturel.

<sup>296</sup> Voir le statut actuel de BOTAŞ suite à l'entrée en vigueur de la loi n° 4646 dans la deuxième partie de ce travail.

y parvenir, depuis sa création en 1974, BOTAŞ exerce non seulement la construction des oléoducs de pétrole brut, mais aussi leur exploitation. Les oléoducs internationaux et les oléoducs nationaux ont été construits.

## **1. Les oléoducs internationaux en Turquie**

### **a. L'oléoduc Irak-Turquie**

L'oléoduc Irak - Turquie a été construit pour le transport du pétrole brute produit à Kerkük au Central maritime de Ceyhan (Yumurtalık) et dans d'autres zones de production d'Irak dans le cadre de l'accord de l'oléoduc conclut entre les Gouvernements turc et irakien le 27 août 1973. L'oléoduc Irak-Turquie est le premier oléoduc exploité en 1976 ayant une dimension de 40'' de diamètre et de 986 km. Le premier chargement du tanker a été réalisé le 25 mai 1977.

Afin d'augmenter la capacité de l'oléoduc Irak-Turquie, BOTAŞ a créé une série de projets. Le premier projet d'augmentation de sa capacité d'investissement de production fut lancé en 1983 et les travaux de construction ont été terminés en 1984. La capacité initiale de l'oléoduc qui était de 35 million tonne a été augmentée à 46.5 million tonne. La construction du deuxième oléoduc en parallèlement au premier oléoduc a été commencée en 1985 et complétée en 1987. Grâce à cet oléoduc de 46'' diamètre, BOTAŞ a multiplié sa capacité de transport annuel à 70.9 million tonnes.

En outre, en 1989 BOTAŞ a abordé à la capacité de transport du pétrole brut de 82 million tonnes en utilisant des injections chimiques avec le consensus des deux parties. BOTAŞ a assumé l'exploitation, le contrôle, la maintenance et la réparation des parties des oléoducs qui se trouvent sur le territoire turc.

En pratique, l'exploitation des oléoducs nécessite un système de télécommunication assez efficace. Grâce à son système de télécommunication développé, BOTAŞ surveille automatiquement l'oléoduc Irak - Turquie par les biais des centres de contrôle. Dans la partie de l'oléoduc Irak-Turquie se trouvant sur le territoire turc, il existe six stations de pompage<sup>297</sup> et une pig station. Dans le Terminal de Ceyhan, il existait 12 tanks de stockage dont chacun avait une capacité de 135 000 m<sup>3</sup> et un tank de relief de capacité de 10 000 m<sup>3</sup>, un tank d'eau de capacité de 3 000 m<sup>3</sup>, un tank de slop de 10 m<sup>3</sup>, un slop tank de 3 000 m<sup>3</sup> et trois tanks d'eau de safra avec une capacité totale de 95 000 m<sup>3</sup>. À Ceyhan, il existe, par ailleurs, 4 tanks

---

<sup>297</sup> Silopi, İdil, Midyat, Viranşehir, Araban, Pazarcık.

de slop pour le port de capacité totale de 144 m<sup>3</sup> sur le port de 1 950 m auquel 4 tanks de 15 000 - 30 000 DWT peuvent faire escale et 2 tanks poussés<sup>298</sup> de capacité de 75 m<sup>3</sup>. Au surplus, dans le terminal, il existait des remorques, amarres et botes de pilot.

L'oléoduc Irak-Turquie qui a été clôt en août 1990 à cause de l'embargo des Nations Unies appliqué à l'Irak, a été rouvert à l'exploitation le 16 décembre 1996 pour le transport du pétrole limité sur la décision n° 986 des Nations Unies en date du 14 avril 1995.

Le transport et la distribution du pétrole par l'oléoduc Irak-Turquie ont été complètement arrêtés le 9 avril 2003 à cause du fait que l'Irak ne pouvait plus commercialiser son pétrole durant la guerre avec les États Unis. En plus le niveau de stockage du Terminal de Ceyhan avait arrivé au niveau maximal. Le 22 février 2004 l'oléoduc a été rouvert à l'exploitation et le transport du pétrole continua, mais à un niveau plus faible qu'avant. Pendant 2010 par l'oléoduc Irak-Turquie, 19,7 million tonnes du pétrole brut<sup>299</sup> ont été transportées.

#### **b. L'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan (« BTC »)**

L'oléoduc Bakou-Tbilissi-Ceyhan (« BTC ») est un projet guidé par une volonté politique de ne pas transiter sur le territoire des pays de l'ex-URSS qui n'entretienne de cordiales relations avec l'Azerbaïdjan.<sup>300</sup> Il permet aussi d'éviter les nations instables du Moyen - Orient et l'Arménie en raison de piètres relations avec l'Azerbaïdjan et de sa participation à une alliance militaire, l'organisation du traité de sécurité collective, conduite par la Russie. La BTC<sup>301</sup> a été créée sous les auspices d'un accord intergouvernemental entre les trois pays d'accueil l'Azerbaïdjan, la Géorgie et la Turquie.<sup>302</sup>

Pour réfléchir aux moyens d'utiliser des voies de transits alternatives, en 1997 un groupe d'étude a été formé à rechercher des chemins alternatifs à ceux qui se passent par la Russie. Jusqu'à ce projet d'étude, le pétrole de la mer Caspienne<sup>303</sup> était acheminé jusqu'aux

---

<sup>298</sup> En turc « surge ».

<sup>299</sup> 114,5 millions de barils.

<sup>300</sup> BARYSCH Katinka, « Turkey's role in European Energy Security », Centre for European Reform, London, p. 1-8.

<sup>301</sup> Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 6.

<sup>302</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 87.

<sup>303</sup> NIES Susanne, Le carrefour turc, Gaz et Pétrole vers l'Europe, Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie, p. 121 - 129.

ports de la mer Noire, à Soupsa en Géorgie et à Novorossisk en Russie via la Tchétchénie sous le contrôle de la Russie.<sup>304</sup>

Le projet oléoduc BTC est un projet pour désenclaver les ressources de la mer Caspienne. Il a été inauguré le 25 mai 2005 et transporte<sup>305</sup> le pétrole brut du champ pétrolifère d'Azeri-Chirag-Güneşli sur la mer Caspienne<sup>306</sup> jusqu'à la mer Méditerranée sur 1 776 km.<sup>307</sup> Sa longueur totale est de 440 km en Azerbaïdjan, de 260 km en Géorgie et enfin de 1 076 km en Turquie et sa capacité de transport journalière est d'un million de baril. Il dispose de huit stations de pompage sur son parcours.

La construction de l'oléoduc BTC a commencé en septembre 2002 et a été officiellement inauguré le 13 juillet 2006. Le premier pétrole au départ de Bakou a commencé à être pompé le 10 mai 2006 pour atteindre Ceyhan le 28 mai 2006. Le 4 juin 2006 le premier chargement du tanker a été réalisé et l'exploitation dudit oléoduc a été assumée par BOTAŞ International Ltd. Şti. (« BIL »). Il est prévu pour transporter un million de barils/jour jusqu'en 2008.

Du fait de l'instabilité du monde des affaires en Russie, les premières discussions sur la construction d'un tel oléoduc écartant le passage sur le territoire russe eurent lieu dans les années 1990 et l'itinéraire le plus court pour cet oléoduc a été déterminé en ligne droite de la mer Caspienne au golfe Persique à travers l'Iran.<sup>308</sup> Pour des raisons diverses, l'Iran a été écarté comme partenaire dans le projet de la construction de l'oléoduc BTC : son Gouvernement théocratique, des inquiétudes quant au développement de son programme

---

<sup>304</sup> « Des solutions autres que le BTC étaient également à envisager. Le transport l'Iran ou encore l'Arménie pouvait se montrer moins coûteux. Toutefois, le tracé actuel du BTC combine les avantages d'une liaison directe entre les pays producteurs de la mer Caspienne et les côtes de la Méditerranée ainsi que le désengorgement des détroits turcs ». « Les enjeux énergétiques de l'adhésion de la Turquie à l'Union européenne », Magalie SÉRON, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 83.

<sup>305</sup> Avec sa longueur de 1776 km, c'est le deuxième plus long oléoduc du monde après l'oléoduc Droujba qui relie l'Europe centrale à la Russie.

<sup>306</sup> La situation géographique enclavée de la mer Caspienne rend l'acheminement du pétrole particulièrement ardu. La situation géopolitique pose problème à l'Occident qui considère, pour diverses raisons, que les deux pays les mieux placés pour assurer ce transport, à savoir la Russie et l'Iran, ne sont pas des partenaires fiables ou souhaitables. Un oléoduc de la Western Early Oil reliant l'Azerbaïdjan à Soupsa, port géorgien de la mer Noire, existait déjà avec une très faible capacité (seulement de 115 000 barils/jour) sachant que la congestion du Bosphore et des Dardanelles, les détroits qui séparent Istanbul de sa rive asiatique, limitent très fortement la quantité de pétrole qui peut transiter par la mer Noire. La seule solution pour éviter les détroits aurait donc consisté à acheminer le pétrole là où les navires n'auraient pas à les emprunter. Il faudrait pour cela qu'il atteigne la mer Méditerranée, le golfe Persique ou même, en traversant l'Europe, la mer du Nord ou la mer Baltique.

<sup>307</sup> L'oléoduc tire son nom de la traversée de Bakou, capitale de l'Azerbaïdjan; de Tbilissi, capitale de la Géorgie; et de Ceyhan, port du sud-est de la côte méditerranéenne turque. Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 13.

<sup>308</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 49.

nucléaire et les sanctions des États-Unis contre le régime qui faisaient frein aux investissements occidentaux dans le pays.<sup>309</sup>

Le 18 novembre 1999 à l'occasion de la réunion de l'organisation pour la sécurité et la coopération en Europe (« OSCE ») à İstanbul, la décision de lancer le projet fut prise concrètement. L'organisation rendit aussi publique une déclaration d'intention pour la construction de l'oléoduc Transcaspienne reliant le Turkménistan à Bakou pour acheminer du gaz en Turquie.

La construction de l'oléoduc BTC a été un des plus importants projets de génie civil de la décennie, et certainement un des plus importants jamais conduits dans la partie orientale de l'Asie depuis la chute de l'Union soviétique. L'assemblage de 150 000 sections de tube de 12 m de long<sup>310</sup> a permis sa construction.<sup>311</sup>

L'oléoduc traverse l'Azerbaïdjan, passe par l'Arménie et poursuit son chemin par la Géorgie et la Turquie. Il traverse plusieurs chaînes de montagnes, atteignant une altitude de 2 830 mètres. Il croise 3 000 routes, voies ferrées, réseaux publics, enterrés ou aériens, ainsi que 1 500 cours d'eau dont certains, comme le fleuve Ceyhan en Turquie, ont jusqu'à 500 mètres de large. Son architecture comprend huit stations de pompage, deux stations intermédiaires de relayage et 101 postes de vannes d'arrêt. Son enfouissement et la présence de patrouilles dans chaque pays le rendront moins vulnérable au sabotage. La section du tube est de 1 070 mm sur sa plus grande longueur, se réduisant à 865 mm à l'approche de Ceyhan.

Son espérance de vie est estimée à 40 ans. À capacité nominale au début 2009, il acheminera 1 million de barils/jour.<sup>312</sup> Sa contenance est de 10 millions de barils<sup>313</sup> qui s'y écoulent à 2 mètres/seconde. Cet oléoduc subvient à environ 1 % des besoins mondiaux.

La société financière internationale de la Banque mondiale et la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (« BERD ») ont largement contribué à son financement. Son coût s'élèverait à 3,6 milliards de dollars, pris en charge par les trois

---

<sup>309</sup> PIRANI Simon, Central Asian and Caspian Gas Production and The Constraints on Export, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 69, December 2012, p. 10 - 19. Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 9.

<sup>310</sup> Correspondant à un poids de 594 000 tonnes.

<sup>311</sup> La maîtrise d'ouvrage est partagée par un consortium de compagnies du secteur de l'énergie emmené par BP qui détient 30,1 % de participation et le rôle d'opérateur. Les autres membres du consortium sont State Oil Company of Azerbaijan Republic (« SOCAR ») 25,00 %, Unocal (USA) 8,90 %, Statoil (Norvège) 8,71 %, TPAO 6,53 %, Eni/Agip (Italie) 5,00 %, Total (France) 5,00 %, Itochu (Japon) 3,40 %, Inpex (Japon) : 2,50 %, ConocoPhillips (USA) : 2,50 %, Amerada Hess (USA) 2,36 %.

<sup>312</sup> 160 000 m<sup>3</sup>.

<sup>313</sup> 1,6 million de m<sup>3</sup>.

premiers contributeurs à hauteur de 30,1 % pour BP, de 20 % pour AzBTC<sup>314</sup> et de 8,9 % pour la compagnie américaine UNOCAL.

L'oléoduc a été inauguré le 25 mai 2005 et en mai de l'année suivante, le pétrole commençait à s'écouler dans l'oléoduc. Le Gouvernement du Kazakhstan a annoncé qu'il souhaitait construire un oléoduc Transcaspien du port Kazakh d'Aktau à Bakou en Azerbaïdjan, connecté à l'oléoduc BTC pour acheminer le pétrole du plus grand champ pétrolier kazakh de Kashagan et d'autres points plus éloignés d'Asie centrale.<sup>315</sup>

Le projet BTC constitue l'un des piliers du couloir énergétique Est-Ouest et donne à la Turquie une importance géopolitique accrue grâce à l'oléoduc BTC.<sup>316</sup> Ceyhan est devenu un important marché international du pétrole et la diminution de la circulation des pétroliers dans le Bosphore apportera une sécurité accrue à İstanbul.

Les extensions à l'étude sont les suivantes South Caucasus Pipeline (« SCP »), (ou *Shah Deniz Pipeline*)<sup>317</sup>, un gazoduc pour le gaz naturel reliant Bakou, Tbilissi et Erzurum à des gazoducs existants vers le marché mondial, opérationnel en 2006, Transcaspien Oil Pipeline ou (Aktau-Bakou oil pipeline) sous la mer Caspienne, reliant le Kazakhstan à l'Azerbaïdjan pour rejoindre le marché international. Cet oléoduc est au stade de préfaisabilité, Transcaspien Gas Pipeline (Aktau-Bakou Natural Gas Pipeline) sous la mer Caspienne, reliant le Kazakhstan à l'Azerbaïdjan pour rejoindre le marché international. Cet oléoduc est au stade de préfaisabilité, Türkmenbaşı - gazoduc sous - marin de Bakou qui relie le Turkménistan à l'Azerbaïdjan et à l'oléoduc BTC/BTE pour rejoindre le marché international, le conflit toujours non résolu au sujet des frontières maritimes des eaux territoriales de la mer Caspienne bloquant le processus.<sup>318</sup>

## **2. Les oléoducs nationaux**

### **a. L'oléoduc Ceyhan-Kırıkkale**

L'oléoduc qui nourrit la raffinerie de Kırıkkale a été ouvert en septembre 1986 en prenant sa relève du TPAO en octobre 1983. L'oléoduc Ceyhan-Kırıkkale a une dimension de

---

<sup>314</sup> Filiale de la compagnie pétrolière d'État de l'Azerbaïdjan.

<sup>315</sup> SKAGEN Ottar, *Caspian Gas, Former Soviet South Project*, The Royal Institute of International Affairs, Russia and Eurasia Programme, December 1997, p. 95.

<sup>316</sup> WINROW M. Gareth, *Problems and Prospects for The Four Corridor: The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe*, NG 30, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009, p. 31.

<sup>317</sup> PIRANI Simon, *Central Asian and Caspian Gas Production and The Constraints on Export*, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 69, December 2012, p. 77, 95.

<sup>318</sup> BEZEN BALAMIR Coşkun, CARLSON Richard, « New Energy Geopolitics : Why does Turkey Matter? », 205 - 219.

24'', 448 km et a la capacité de 5 millions de tonne/an. Il existe deux stations de pompage<sup>319</sup> et une station de pig<sup>320</sup> et un terminal de distribution à Kırıkkale.

En outre, il existe trois tanks de stockages dont chacun est de capacité de 50 000 m<sup>3</sup> et cinq citernes de décantation/tanks de slope<sup>321</sup> dont chacun est de 10 m<sup>3</sup> et un tank de relief de capacité de 1 500 m<sup>3</sup> dans le terminal de distribution. Par le biais de l'oléoduc Ceyhan-Kırıkkale, durant 2010, il a été apporté 2,7 millions de tonne (19 millions de barils) de pétrole brute.

## **b. L'oléoduc Batman - Dörtyol**

Pour le transport du pétrole brut trouvé à Batman et à son alentour vers les raffineries, la propriété de l'oléoduc Batman-Dörtyol qui avait été ouvert le 4 janvier 1967 par TPAO a été transmise à BOTAS. L'oléoduc Batman-Dörtyol est de capacité de 3,5 millions de tonnes et de longueur de 511 km et de diamètre de 18'' inch et commence à Batman, passe durant la longueur du golfe d'İskenderun et se termine à Dörtyol. Par les biais des branches intégrées à l'oléoduc Batman-Dörtyol, le pétrole brut produit à Batman, Diyarbakır et dans la zone de Sarıl se transmet vers Dörtyol. Il existe trois stations de pompes à Batman, à Diyarbakır, Pirinçlik et à Kahramanmaraş, Sarıl sur le parcours de l'oléoduc. Dans la zone du tank du terminal de Batman, il existe sept tanks de stockage du pétrole brut dont chacun est de la capacité de 25 000 m<sup>3</sup>. Il existe quatre tanks de stockage à Pirinçlik et quatre à Sarıl.

Dans la zone de tank à Dörtyol, il existe sept tanks de stockage dont chacun est de la capacité de 25 000 m<sup>3</sup> et un tank de ballast de capacité de 6 000 m<sup>3</sup>. Les tankers de capacité maximum de 65 000 DWT peuvent s'aborder au terminal de Dörtyol de longueur de 1 320 m. En 2010, par le biais de l'oléoduc Batman-Dörtyol, 2,6 millions de tonne du pétrole brut a été transportés.

## **B. Les activités gazières de BOTAS**

### **1. Le transport et la commercialisation du gaz naturel**

Suite aux études réalisées afin de mieux satisfaire les besoins énergétiques en croissance en Turquie et de diversifier les ressources d'énergie, à partir de 1987 BOTAS a commencé à exercer des activités de commercialisation et de transport du gaz naturel en

---

<sup>319</sup> À Karaisalı et Ceyhan.

<sup>320</sup> À Aksaray.

<sup>321</sup> Slop tankı.



supplément de ses activités du pétrole brut. Il convient donc d'examiner les lignes principales de transport et les terminaux approvisionnant le gaz naturel en Turquie.

#### **a. Les lignes de transport du gaz naturel en Turquie**

Il existe plusieurs lignes de transport du gaz naturel en Turquie. Pour la construction de la ligne de transport entre la Turquie et la Russie, les Gouvernements de ces deux pays ont signé un accord intergouvernemental le 18 septembre 1984 en matière de transport du gaz naturel pour développer des recherches de ressources énergétiques alternatives. Après la conclusion de cet accord, BOTAŞ a démarré ses travaux, et a exécuté l'étude sur la consommation du gaz naturel en Turquie pendant l'année 1985. L'objectif essentiel de cette étude était de déterminer le niveau national de la consommation du gaz naturel et le parcours probable pour la nouvelle ligne de transport du gaz naturel russe vers la Turquie.

À cette fin, le 14 février 1986 l'accord de l'achat et de la vente du gaz naturel de 25 ans entre BOTAŞ et Soyuzgazexport a été conclu à Ankara. Dans le cadre de cet accord, à partir de 1987 la Turquie a déclenché des achats de gaz naturel, a graduellement augmenté son volume d'achat et atteint un volume maximum de 6 milliards m<sup>3</sup>/an. Le gazoduc entre la Russie et la Turquie est de longueur de 845 km et pénètre dans le territoire turc à la frontière bulgare à Malkoçlar et continue son parcours vers Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir et arrive finalement à sa dernière destination à Ankara.

Dans le gazoduc projeté en fonction de presse de 75 bars, il se trouve des stations des compresseurs à Kırklareli, Ambarlı, Pendik, Bursa et à Eskişehir. La principale station de mesures se trouve aussi à Malkoçlar et son principal centre de contrôle à Yaprıcık, Ankara. L'oléoduc dont la construction a été démarrée le 26 octobre 1986, atteint Hamitabat le 23 juin 1987, et à partir de cette date-là, non seulement le gaz naturel national, mais aussi le gaz naturel importé ont commencé être à utilisés pour la production de l'énergie électrique dans le Centrale à cycle combiné de Trakya à Hamitabat. L'oléoduc est arrivé en août 1988 à Ankara, en juillet 1988, le gaz naturel a été d'abord utilisé chez İGSAŞ<sup>322</sup>, en août 1988 au Centrale d'Ambarlı, en octobre 1988 à Ankara par les résidences et le secteur commercial. La consommation de gaz naturel dans le secteur industriel a également été lancée en août 1989.

---

<sup>322</sup> La société anonyme de l'industrie d'engrais d'Istanbul.

Le gaz naturel a été, pour la première fois, utilisé à İstanbul en janvier 1992, à Bursa en décembre 1992, à İzmir en septembre 1996 et à Eskişehir en octobre 1996 et à Adapazarı en décembre 2002 dans les résidences domestiques et dans le secteur industriel.

À propos de construction de la ligne de transport du gaz naturel de l'Anatolie Orientale, le but était de transporter le gaz naturel importé de l'Iran et d'autres ressources orientales vers la Turquie par les moyens des gazoducs. À cette fin, le 8 août 1996, il a été signé un accord de l'achat et de la vente du gaz naturel entre la Turquie et l'Iran. Selon cet accord, l'achat du gaz naturel se démarra à 3 milliard m<sup>3</sup>/an et en augmentant graduellement durant des années, arrivera à 10 milliard m<sup>3</sup>/an dans le période de plateau. La ligne de transportation du gaz naturel de l'Anatolie Orientale étant de longueur de 1 491 km et de diamètre de 48'' inch, se démarre de Doğubayazıt, dont une branche prolonge sur Erzurum, Sivas et Kayseri et arrive à Ankara, et dont l'autre branche prolonge sur Kayseri, Konya et arrive à Seydişehir.

À la fin de l'année 2001, le système du gazoduc avait une capacité suffisante pour accueillir le gaz naturel, et le 10 décembre 2001 le gaz naturel a été acheté à l'Iran. En outre, la station de compresseur de Doğubeyazıt (« CS-11 ») construite dans le cadre de ce projet de l'oléoduc d'Anatolie Orientale été complété et commencé à être exploité en 2003. Cette station CS-11 s'est située à la longueur de 35 km de la frontière Turquie-Iran et se compose de trois unités de compresseur de puissance installée de 30 MW.

En ce qui concerne la ligne de transport du gaz naturel Samsun-Ankara<sup>323</sup> dans le cadre de l'accord de l'achat et de la vente du gaz naturel de 25 ans signé le 15 décembre 1997 entre BOTAŞ et Gazexport, le gaz naturel de la Russie arrive en Turquie par le biais d'un gazoduc sous la Mer Noire. Aux termes du dit accord, le niveau de transport du gaz naturel arrivera à une période de plateau à 16 m<sup>3</sup>/an.

Pour répondre aux besoins en gaz naturel de la région de l'Anatolie du Sud et du Sud - Est, une branche de la ligne de transport du gaz naturel de l'Anatolie Orientale a été prolongé de longueur de 716 km et de diamètre de 40'' inch en commençant à Sivas et prolonge sur Malatya, Kahramanmaraş, Gaziantep, Osmaniye, Adana et Mersin. Le gazoduc dont l'appel d'offre a été adjugé en trois étapes, a été finalisé en 2005.

---

<sup>323</sup> « Bleu Stream - Mavi Akım » disponible sur: <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/blue-stream/> (consulté le 26 décembre 2014).

Quant à la ligne de transport du gaz naturel Konya-İzmir, la ligne de transportation du gaz naturel Konya-İzmir a été adjugé en trois parties dont la première est le gazoduc de Konya-Isparta de longueur de 258 km complété le 13 mai 2005, la deuxième est le gazoduc Isparta-Nazilli de longueur de 363 km complété le 15 novembre 2005 et elles ont commencé à approvisionner le gaz naturel dans les régions correspondantes. La troisième partie le gazoduc Nazilli-İzmir a été adjugé en quatre étapes et ses contrats ont été signés le 7 août 2006. Dans le cadre du projet, les lignes de 227 km ont été terminées en 2007 et ont approvisionné Aydin en gaz naturel.

#### **b. Les projets de gazoduc en Turquie**

En addition aux lignes de transport de gaz naturel, il existait également en Turquie plusieurs gazoduc. Le Gazoduc Russie-Mer Noire-Turquie se compose de trois principales parties sur le territoire russe, le gazoduc est de longueur de 380 km, de diamètre de 48'' inch et de longueur de 62 km, de diamètre de 56'' inch, en total 370 km, sur la Mer Noire, entre Djubga-Samsun, deux gazoduc parallèles l'un l'autre dont chacun est de longueur de 390 km et de diamètre de 24'' inch, sur le territoire turc, entre Samsun et Ankara, le gazoduc est de longueur de 510 km et de diamètre de 48'' inch. Le financement et la construction de la partie de ce gazoduc qui reste dans le territoire de la Russie et de la partie qui traverse la mer noire ont été assumés par Gazprom, et le financement et la construction de la partie qui reste dans le territoire turc a été assumée par BOTAŞ. Dans le cadre de ce projet, la station de mesures et de la chute de pression de Samsun-Durusu a été complétée le 15 octobre 2002. La partie se trouvant sur le territoire turc du projet Blue Stream se commence à Samsun, se prolonge sur Amasya, Çorum, Kırıkkale et arrive à Ankara, et se connecte au gazoduc principal à proximité de Polatlı. Le Blue Stream a commencé à être exécuté le 20 février 2003 et la cérémonie d'inauguration a eu lieu le 17 novembre 2005.

Dans le cadre du projet du gazoduc dans la zone de la Mer Noire Orientale de longueur de 307 km et de diamètre de 12 -16 - 18 et 24'' inch, BOTAŞ l'a adjugé en trois phases. Ce gazoduc a approvisionné Bayburt en gaz naturel et Trabzon en 2008.

Dans le cadre du Programme INOGATE<sup>324</sup> (Interstate Oil and Gas Transport to Europe), la Commission européenne transmettait du gaz naturel à fournir de la zone Caspienne, de la Russie, du Moyen Orient, des pays de la Méditerranée Sud, le Projet du Ring de Gas de l'Europe du Sud. La première phase du projet est le gazoduc Turquie - Grèce qui est de 36 inch et de 296 km dont 211 km se passe sur le territoire turc et 85 km passe sur le territoire grec. Le passage entre Karacabey et la Mer Marmara (Değirmencik) est de 121 km.

En outre, le passage entre les rivières Meriç et Evros est de 420 mètres construit par le travail de sondage horizontal. Le gazoduc entre en Grèce à Ipsala au point de frontière et se termine à Gümülçine.

L'accord concernant le projet a été signé le 23 février 2003 à Selanik par le ministère des ressources naturelles et de l'énergie de la République Turque et le ministère du développement de la Grèce. L'accord de l'achat-de la vente du gaz naturel a été signé entre BOTAŞ et DEPA le 23 décembre 2003 et le gaz naturel à approvisionner à la Grèce a démarré en 2006 à une capacité de 250 millions m<sup>3</sup> et aboutit à 750 millions m<sup>3</sup>. La construction a commencé en 2005 et la cérémonie d'inauguration a eu lieu le 18 novembre 2007.

En ce qui concerne le gazoduc Azerbaïdjan-Turquie (« *Şahdeniz* »), BOTAŞ et SOCAR<sup>325</sup> ont conclu un accord le 12 mars 2001 afin de transporter le gaz à produire en Azerbaïdjan via la Géorgie vers la Turquie. Dans le cadre de ce projet, il existe aussi une ligne de transport liée à la ligne de transport de l'Anatolie Orientale (Kars-Posof) de longueur de 226 km et de diamètre de 42'' inch, la station de compresseur de Hanak et la station de mesures de Türkgözü. Le premier transport de gaz naturel a commencé le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

---

<sup>324</sup> « Le programme INOGATE est l'un des programmes-phares de la coopération régionale de l'UE en matière d'énergie. Il s'agit de la manifestation concrète de l'engagement de l'UE avec ses partenaires orientaux en faveur de la coopération énergétique à long terme. Le programme couvre le pétrole, le gaz, l'électricité, les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, ainsi que des stratégies plus larges de sécurité énergétique ». Le programme INOGATE soutient la coopération politique en matière d'énergie entre l'UE et les États du littoral des mers Noire et Caspienne, ainsi que leurs pays voisins. Acronyme original d'Interstate Oil and Gas Transport to Europe (transport interétatique de pétrole et de gaz vers l'Europe), la portée de ses activités a été élargie à la suite de la conférence ministérielle sur l'énergie de Bakou, en Azerbaïdjan, le 13 novembre 2004. Il poursuit actuellement les objectifs suivants. La convergence des marchés de l'énergie sur la base des principes du marché interne de l'énergie de l'UE. Le renforcement de la sécurité énergétique face aux questions relatives à l'exportation et l'importation de l'énergie, à la diversification de la fourniture, au transit de l'énergie et à la demande énergétique. Le soutien au développement énergétique durable, notamment à travers le développement de l'efficacité énergétique, des énergies renouvelables et de la gestion de la demande. La stimulation de l'investissement dans des projets énergétiques d'intérêt commun et régional. Les pays partenaires sont l'Arménie, l'Azerbaïdjan, la Biélorussie, la Géorgie, le Kazakhstan, le Kirghizstan, la Moldavie, l'Ouzbékistan, le Tadjikistan, la Turquie, le Turkménistan, et l'Ukraine. EuropeAid soutient le programme INOGATE via l'instrument européen de voisinage et de partenariat (IEVP) et l'instrument de coopération au développement (ICD). En 2009 les projets INOGATE représentaient un total de 51 millions d'euros [http://ec.europa.eu/europeaid/what/energy/policies/eastern-neighbourhood/inogate\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/europeaid/what/energy/policies/eastern-neighbourhood/inogate_fr.htm) (consulté le 22 décembre 2012). L'adhésion de la Turquie au programme INOGATE a été acceptée par la Commission européenne le 10 mars 2000. PAILLARD Christophe Alexandre, « Où en est la Turquie dans sa volonté de devenir un hub énergétique? », Observatoire de la Turquie et de son environnement géopolitique, 20 juin 2012, p. 37.

<sup>325</sup> WINROW M. Gareth, Problems and Prospects for The Four Corridor : The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, NG 30, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009, p. 19.

La construction de la station de compresseur Çorum à proximité de la ligne de transport de gaz naturel Samsun-Ankara, a été planifiée en parallèle du montant du gaz naturel restant du fait de l'arrivée du niveau du gaz naturel approvisionné de la Russie au niveau du plateau en 2009. Le 21 mai 2007, l'accord de la construction a été signé, le 26 juin 2008 les travaux de construction ont été terminés et le 2 décembre 2008 il a été inauguré.

Le 14 avril 1988 l'accord d'achat et de vente du GNL a été signé entre BOTAŞ et SONATRACH. Selon cet accord de 20 ans, il était prévu d'acheter par an un montant de GNL équivalant de 2 milliards m<sup>3</sup> de gaz naturel/an. Dans le cadre de cet accord, BOTAŞ a commencé à construire en 1989 le Terminal du GNL importé Marmara Ereğlisi non seulement dans le but d'utiliser un établissement de la charge de bas pour le GNL à importer, mais aussi d'utiliser en tant qu'un abaissement de la pointe en cas de besoin. Ce terminal a été ouvert le 3 août 1994.

En 1995 par un addenda signé entre la Turquie et l'Algérie, le montant du GNL contracté par an a été augmenté à 4 milliards m<sup>3</sup>. Le 9 novembre 1995, un accord de l'achat - vente de GNL d'un montant équivalant à 1.2 milliard m<sup>3</sup> entre la Turquie et le Nigeria a été signé.

Les deux principales fonctions du terminal du GNL importé Marmara-Ereğlisi sont de stocker le GNL importé et de gazéifier le GNL stocké selon le montant prévu et de le transmettre vers la ligne de transport de gaz naturel entre la Russie et la Turquie. L'embarcadère du terminal de GNL a une longueur de 300 m. Il existe trois branches de diamètre de 16 inch pour débarquer le GNL des bateaux, une branche de chargement de 12 inch afin de transmettre le gaz naturel vers les bateaux, trois tanks de stockage de GNL dont chacun a la capacité de 85 000 m<sup>3</sup> et trois gazéificateurs utilisant l'eau de mer et quatre gazéificateurs utilisant le gaz naturel en tant que combustible. Le GNL déchargé des tankers se stocke dans les tanks par le biais de conduits d'évacuation de 30 inch. Le gaz naturel sortant des gazéificateurs est odorisé à la sortie de la conduite de mesures du gaz naturel, et par le biais des gazoducs de 24'' inch et longueur de 23 km est transféré vers la ligne de transportation du gaz naturel Russie-Turquie se trouvant à Çorlu, Önerler. La capacité maximum d'envoi économique du terminal est abordé en 1999 du 439 000 m<sup>3</sup>/heure à 685 000 m<sup>3</sup>/heure et le 14 février 2001 le système a été admis.

En matière d'utilisation des zones du gaz naturel de Marmara Nord et Değirmenköy par TPAO, le 21 juillet 1999, l'« *Accord des Services de Reproduction et Stockage du Gaz*

*Naturel dans le Souterrain* » a été conclu entre BOTAS et TPAO. Dans le cadre de cet accord, 1,3 milliard m<sup>3</sup> de gaz naturel dans la zone du Marmara Nord, 0,3 milliard m<sup>3</sup> du gaz naturel dans la zone du Değirmenköy sont stockés. En avril 2007 TPAO a complété les travaux de construction des installations sous terraines pour l'utilisation des zones de Marmara Nord et Değirmenköy en tant qu'installations de stockage gazier souterrain. Ces installations de stockage ont démarré en 2007.

Dans le cadre de l'accord concernant le transport du gaz naturel signé le 18 septembre 1984 entre la République de la Turquie et l'ex-Russie, BOTAS et Soyuzgazexport ont signé le 14 février 1986 un accord d'achat et de vente de gaz naturel de 6 milliards m<sup>3</sup>/an. Selon cet accord, pour pouvoir acheter un montant supplémentaire de 8 milliards m<sup>3</sup>/an du gaz naturel de la Russie, ce dernier et la Turquie ont conclu un accord d'achat et de vente du gaz naturel le 18 février 1998. En outre, pour importer le gaz naturel de 16 milliards m<sup>3</sup>/an de la Russie pour le gazoduc Blue Stream, ils ont également conclu un autre accord le 15 décembre 1997.

Le montant de l'achat du GNL de l'Algérie dans le cadre de l'accord de l'achat et de la vente du GNL conclu le 14 avril 1988, a été augmenté de 2 milliards à 4 milliards m<sup>3</sup> par un addenda conclut en 1995.

À l'égard de l'accord de l'achat et de la vente du GNL conclu le 9 novembre 1995 entre BOTAS et LNG, la Turquie achète du GNL équivalant à 1.2 milliards m<sup>3</sup> de gaz naturel. Selon l'accord de l'achat et de la vente conclu avec l'Iran, dans la période de plateau, l'importation de gaz naturel de l'Iran arriva à 10 milliards m<sup>3</sup>/an.

Le 21 mai 1999 un accord d'achat et de vente de gaz naturel de 16 milliards/m<sup>3</sup> pour une durée de 30 ans a été signé entre BOTAS et son homologue Turkmène à Achgabat pour l'utilisation des ressources hydrocarbures de Turkménistan par la Turquie. Le 12 mars 2001 l'accord d'achat et de vente du gaz naturel concernant l'importation du gaz naturel dans la zone Azerbaïdjan-Shah Deniz pour une durée de 15 ans. Selon cet accord, l'importation démarra par 2 milliards m<sup>3</sup>/an et arriva à 6,6 milliards m<sup>3</sup>/an.

Quant à l'exportation du gaz naturel, BOTAS qui n'était qu'acheteur dans le commerce du gaz naturel jusqu'à 2003, a conclut le 23 décembre 2003 un accord d'exportation de 750 millions m<sup>3</sup> de gaz naturel pour une durée de 15 ans avec son homologue grec DEPA. Dans ce cadre, BOTAS a commencé à exporter le gaz naturel vers la Grèce en novembre 2007.

## **2. Les transferts de contrats du gaz naturel**

Aux termes du second article temporaire de la loi du marché gazier turc n° 4646, six accords d'achat et de vente du gaz naturel de BOTAŞ dont quatre concernant le gaz naturel et deux le GNL, ont été séparément adjugés par BOTAŞ dans le but de transmettre aux tiers suite à la publication de l'adjudication dans le Journal officiel n° 25944 en date du 22 septembre 2005. Ces adjudications ont eu lieu le 30 novembre 2005.

Étant l'acheteur dans lesdits accords, BOTAŞ a commencé à adjudger en divisant en lots de 250 millions m<sup>3</sup>/an. Pour l'accord d'achat et de vente de gaz naturel daté du 18 février 1998, BOTAŞ a reçu quatre propositions de quatre entreprises séparées pour un montant de 4 milliards m<sup>3</sup>/an.

Le premier transfert de l'accord de 250 millions m<sup>3</sup>/an a été réalisé le 19 décembre 2007 avec l'entreprise qui était dans le premier rang en proposant la proposition la plus adéquate. Le deuxième transfert de 750 millions m<sup>3</sup> a été réalisé le 3 janvier 2009 avec Bosphorus Gaz Corporation A.Ş. Deux autres entreprises qui avaient donné des propositions à la même adjudication, ont commencé à importer le gaz naturel pour 3 milliards m<sup>3</sup>/an le 1<sup>er</sup> avril 2009. C'est ainsi que le montant du gaz naturel importé par d'autres acteurs du marché gazier turc est arrivé à 4 milliards m<sup>3</sup>/an.

## INTRODUCTION

L'objectif de ce travail est d'expliquer de manière synthétique le processus de libéralisation du secteur de l'énergie<sup>326</sup> - notamment le secteur de l'électricité et du gaz naturel - tel qu'il a été mené par l'Union européenne depuis le début des années 1990 et jusqu'à présent. Étant l'idée fondatrice et le sujet principal des traités constitutifs CECA de 1951, CEEA et Euratom de 1957, l'énergie est de nos jours toujours un véritable paradoxe pour le bon fonctionnement et la sécurité de l'Union européen.<sup>327</sup> Le traité CECA de 1951<sup>328</sup> est un traité instituant la Communauté européenne du charbon et de l'acier signé à Paris le 18 avril 1951 et qui a expiré le 23 juillet 2002. Le traité CEEA de 1957 est un traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (« CEEA » ou « Euratom ») signé à Rome le 25 mars 1957.<sup>329</sup> Aucun de ces traités ne prévoit explicitement ni la mise en place d'une politique commune de l'énergie, ni des régimes spéciaux pour l'électricité et le gaz naturel.<sup>330</sup>

La compétence de la Communauté européenne en matière d'énergie, notamment de l'électricité et du gaz naturel, est difficile à retrouver dans les dispositions des traités. Ainsi, ni les traités d'intégration sectorielle, CECA ou Euratom, ni le Traité de Rome ne disposent expressément que la Communauté est compétente pour légiférer dans le domaine de l'énergie et, en particulier, de l'électricité.<sup>331</sup> L'achèvement du marché intérieur de l'électricité n'est donc réalisable que sur la base des dispositions de l'acte unique européen entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 1987.<sup>332</sup>

Vers la fin des années 1980 la Commission européenne a constaté l'existence de monopoles naturels et légaux, ainsi que la permanence de droits exclusifs d'importation et d'exportation des produits énergétiques qui avaient comme effet de réduire l'accès aux marchés énergétiques nationaux, rendant de fait impossible la pleine application des principes fondamentaux de la libre circulation des marchandises, des services et des capitaux dans les

---

<sup>326</sup> TERZIAN Pierre, *Le Gaz Naturel, Perspectives pour 2010-2020*, ECONOMICA, Commissariat Général du Plan, 1998, p. 36.

<sup>327</sup> BLUMANT Claude, « Énergie et Communautés européennes, RTDE », n° 4, octobre - décembre, 1984, p. 571.

<sup>328</sup> « L'Europe est née avec la Communauté européenne et du charbon et de l'acier (CECA) et le traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (EURATOM) ». SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 10.

<sup>329</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 84. « L'énergie a été une des préoccupations premières des initiateurs de la Communauté, mais leur intérêt s'est particulièrement porté sur deux domaines, le charbon et l'énergie nucléaire ».

<sup>330</sup> HAMON Francis, « Le marché intérieur de l'énergie: les directives électricités et gaz naturel », AJDA, n° 11, 10 novembre 1998, p. 851

<sup>331</sup> GOUNI Lucien, *L'avenir énergétique français et européen*, Revue française de l'énergie, p. 479 - 489.

<sup>332</sup> CORRADINI Lucio, *Communauté Européenne et Transformation du Marché de l'Énergie*, Revue française de l'énergie, p. 409 - 412.



secteurs de l'énergie ainsi que l'application des normes de l'Union européenne en matière de concurrence.<sup>333</sup>

Bien que l'acte unique européen de 1986<sup>334</sup> ne contienne également aucunes règles concernant le secteur de l'énergie, il annonce implicitement le lancement d'une ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en prévoyant la réalisation d'un grand marché intérieur à l'horizon du 1<sup>er</sup> janvier 1993.

Dans le but de réaliser une meilleure intégration du marché de l'énergie dégagée des entraves aux échanges et de réduire des coûts et de renforcer la compétitivité économique, le Commissaire Mosar a proposé un plan d'action appelé « *initiative Mosar* ». <sup>335</sup> Cette initiative a été approuvée durant le conseil énergie de Copenhague du 2 juin 1987 qui a réalisé le premier mouvement de la libéralisation du secteur de l'électricité à la concurrence par la suppression progressive des entraves à la libre circulation du gaz et de l'électricité et qui a inscrit la réalisation du « *marché intérieur de l'énergie* » à son programme.

La communication de la Commission européenne intitulée « *Le marché intérieur de l'énergie*<sup>336</sup> » du 2 mai 1988 élabora du degré d'intégration du marché électrique, des obstacles potentiels à la création d'un marché électrique concurrentiel et dégagea les objectifs prioritaires pour réussir la libéralisation des marchés énergétiques dans l'Union européenne.

La Traité de Maastricht sur l'Union européenne du 7 février 1992 instaura six nouveaux domaines de la Communauté dont un fut les réseaux transeuropéens<sup>337</sup> et il montra une esquisse de compétence européenne dans le secteur énergétique. Quant au traité CE, il n'inclut expressément aucune disposition concernant le secteur énergétique. Néanmoins, d'autres dispositifs en vigueur avaient des influences sur le secteur énergétique européen. Toute cette lacune de compétence dans les textes européens a été comblée, pour la première fois, dans le projet de la convention européenne qui prévoyait un partage de compétences

---

<sup>333</sup> MARTIN Jean-Marie, « Marché Intérieur de l'Énergie et Politique Énergétique Communautaire », « Économie et Politique de l'Énergie », Armand Colin, Cursus, Paris, 1992, p. 142.

<sup>334</sup> L'Acte unique européen, Luxembourg, 17 février 1986, approuvé par la loi n° 86 - 1275, JORF du 17 décembre 1986, p. 15107 et le décret n° 87-990 du 4 décembre 1987, JORF du 10 décembre 1987 et Acte unique européenne, Acte final, Déclaration relative à l'article 130 R du traité CEE, 28 février 1986, JOCE n° L 169 du 29 juin 1987, p. 25, L'Acte unique européen est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 1997.

<sup>335</sup> « L'initiative MOSAR s'analyse en effet comme la volonté politique d'inclure le secteur fondamental de l'énergie dans le processus d'intégration communautaire et de combler par l' à l'une des lacunes des Traités de 1957. FIQUET Alain, « L'interconnexion et les échanges d'énergie électrique en Europe », C.J.E.G. juillet - août 1988, p. 264.

<sup>336</sup> COM (88) 238 final.

<sup>337</sup> L'article 129 B - Réseaux Transeuropéens : « 1. En vue de contribuer à la réalisation des objectifs visés aux articles 7 A et 130 A et de permettre aux citoyens de l'Union, aux opérateurs économiques, ainsi qu'aux collectivités régionales et locales, de bénéficier pleinement des avantages découlant de la mise en place d'un espace sans frontières intérieures, la Communauté contribue à l'établissement et au développement de réseaux transeuropéens dans les secteurs des infrastructures du transport, des télécommunications et de l'énergie. 2. Dans le cadre d'un système de marchés ouverts et concurrentiels, l'action de la Communauté vise à favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux nationaux ainsi que l'accès à ces réseaux. Elle tient compte en particulier de la nécessité de relier les régions insulaires, enclavées et périphériques aux régions centrales de la Communauté ».

entre l'Union européenne et les États membres pour légiférer dans le domaine de l'énergie et des réseaux transeuropéen.<sup>338</sup>

Les premières directives adoptées avant la période de libéralisation sont la directive 90/337/CE sur la transparence des prix du gaz et de l'énergie et la directive 90/547/CE sur le transit de l'électricité. Elles ont mis les premiers pas pour l'élimination progressive des monopoles d'État présents dans la plus part des États membres et candidats qui bloquent la libéralisation du marché électrique en Europe.<sup>339</sup> Bien que la transparence sur les coûts et les tarifs constitue une pré-condition nécessaire pour la création et le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, le contenu des dispositions se limitaient à l'harmonisation des tarifs et des prix de l'énergie.

La première directive 90/377/CCE<sup>340</sup> du Conseil du 29 juin 1990 institua une procédure européenne assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de l'électricité et du gaz naturel. Pour comparer les prix pratiqués dans les divers États membres, la directive n° 90/377/CCE provenant du principe de transparence avait pour objectif de recueillir des données statistiques et ainsi vérifier le degré d'intégration des marchés énergétiques.

La deuxième directive 90/547/CCE du Conseil<sup>341</sup> du 29 octobre 1990 relative au transit d'électricité sur les grands réseaux et directive 91/296/CEE du Conseil<sup>342</sup> du 31 mai 1991 relative au transit du gaz naturel sur les grands réseaux à travers la Communauté économique européenne<sup>343</sup>. Les directives « *Transit* »<sup>344</sup> avaient l'intention d'établir le marché intérieur unique dans le secteur de l'énergie. La première étape de l'intégration du marché européen de l'énergie était l'augmentation du volume des échanges entre les grands réseaux électriques à haute tension et les grands réseaux de gazoducs à haute pression des pays européens en imposant aux États d'adopter les mesures nécessaires pour garantir des

---

<sup>338</sup> LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 1.

<sup>339</sup> Pour éliminer les obstacles au développement des échanges les frontières techniques, fiscales et institutionnelles dans les États membres de l'Union européenne ont été décrites par MARTIN Jean-Marie, « Le marché intérieur de l'énergie et politique énergétique communautaire », « L'économie et politique de l'Énergie », Armand Colin, Cursus, Paris, 1992, p. 149 - 150.

<sup>340</sup> J.O.C.E. L 185, p. 16.

<sup>341</sup> J.O.C.E. L 313, p. 30.

<sup>342</sup> J.O.C.E. L 147, p. 37.

<sup>343</sup> Les directives de transit ont été abrogées par les deuxièmes directives d'électricité et de gaz.

<sup>344</sup> « Il convient de bien distinguer la notion de "transit" au sens de la directive, de l' aux réseaux (« ATR »): le transit s'entend, dans la directive, comme le transport d'énergie effectué par les entités gestionnaires des grands réseaux. Il est négocié entre celles - ci, mais doit se faire dans le respect de conditions fixées par la directive- non-discriminatoires, équitables, elles ne doivent comporter ni dispositions abusives ni restriction injustifiées, ne pas mettre en danger la sécurité d'approvisionnement ou la qualité du service. À la différence de l'ATR, il n'est donc pas de question de relations directes entre producteurs et consommateurs, ni d'obligation de transport », Cahiers Juridiques de l'électricité et du gaz, Paris, n° 498 - avril 1994, p. 167. SIMM Marion, « The interface between energy, environment and competition rules of the European union », 2011, p. 9.

conditions de transit négociées, équitables et non-discriminatoires pour tout ceux qui sont intéressés et d'exploiter des interconnexions permettant d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de diminuer des coûts de l'énergie.<sup>345</sup> Quant aux raisons de l'interconnexion électrique européenne, la fourniture régulière de courant au prix le plus bas, les entreprises d'électricité ont construit des moyens de production de types différents et de puissance unitaire de plus en plus importante.<sup>346</sup>

Pour ces premières directives de l'électricité et du gaz et de transparence de prix et transit, ayant pour but de préciser les conditions de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, il n'y avait aucune base juridique spécifique, sauf les articles 95<sup>347</sup> CE et 284 CE.<sup>348</sup> La question est de savoir si l'électricité et le gaz sont inclus dans les champs d'applications du principe de libre circulation des marchandises.

Le processus de l'achèvement du marché interne de l'énergie a commencé avec la présentation d'une proposition de directive en matière de gaz et d'électricité en 1992 de la part de la Commission européenne. En 1992 le Commissaire européen à l'énergie, Monsieur Cardoso e Cunha, a proposé la libéralisation des secteurs de l'électricité et du gaz.<sup>349</sup> La Commission européenne a déclaré que les monopoles d'importation d'électricité étaient contraires à l'article 31<sup>350</sup> du Traité CE. De sorte que les États membres devraient être obligés d'aménager leurs monopoles nationaux en vue d'assurer la libre circulation des marchandises.

Ensuite, en vertu de l'article 95<sup>351</sup> du Traité CE, les deux directives « *harmonisation* » ont été adoptées en 1996 sur l'électricité et en 1998 sur le gaz naturel. Ces directives « *harmonisation* » adoptés en 1996 et 1998 ont été suivies par les directives 2003 et 2005 « *deuxième phase* », enfin par les directives 2009 appelées la troisième phase dite également « *troisième paquet d'énergie* » relatives à l'achèvement du marché intérieur de l'électricité et

---

<sup>345</sup> Le libre-transit de l'électricité se définit dans la terminologie nord-américaine comme le "supplier wheeling". Dans sa communication relative à l'accroissement des échanges intracommunautaires d'électricité, la Commission a proposé son instauration. Une directive dans ce sens a été approuvée par le Conseil des ministres et le Parlement européen. Cette rapidité s'explique par l'absence d'oppositions sérieuses, voire par l'appui d'EURELEC, groupe de pression des entreprises électriques. MARTIN Jean-Marie, « Marché Intérieur de l'Énergie et Politique Énergétique Communautaire », « Économie et Politique de l'Énergie », Armand Colin, Cursus, Paris, 1992, p. 154.

<sup>346</sup> FIQUET Alain, « L'interconnexion et les échanges d'énergie électrique en Europe », C.J.E.G. juillet - août 1988, p. 256.

<sup>347</sup> Ancien 100 A.

<sup>348</sup> Ancien 213.

<sup>349</sup> Le document COM (91) 548 - SYN 384-385 du 21 février 1992.

<sup>350</sup> Le Traité Instituant la Communauté Européenne, l'article 31 dispose que « *Les États membres aménagent les monopoles nationaux présentant un caractère commercial, de telle façon que soit assurée, dans les conditions d'approvisionnement et de débouchés, l'exclusion de toute discrimination entre les ressortissants des États membres. Les dispositions du présent article s'appliquent à tout organisme par lequel un État membre, de jure ou de facto, contrôle, dirige ou influence sensiblement, directement ou indirectement, les importations ou les exportations entre les États membres. Ces dispositions s'appliquent également aux monopoles d'État délégués. 2. Les États membres s'abstiennent de toute mesure nouvelle contraire aux principes énoncés au paragraphe 1 ou qui restreint la portée des articles relatifs à l'interdiction des droits de douane et des restrictions quantitatives entre les États membres* ».

<sup>351</sup> L'article 95/1: « *Le Conseil, statuant conformément à la procédure visée à l'article 251 et après consultation du Comité économique et social, arrête les mesures relatives au rapprochement des dispositions législatives, réglementaires et administratives des États membres qui ont pour objet l'établissement et le fonctionnement du marché intérieur* ».

du gaz naturel au niveau européen, mettent progressivement en place un marché de l'électricité et du gaz naturel européen concurrentiel et en respectant les spécificités des marchés nationaux de l'énergie. Sous l'application du principe de « *subsidiarité* »<sup>352</sup>, toutes les directives énergétiques laissaient une large marge de manœuvre aux États membres et candidats et leur permettaient de choisir entre plusieurs options pour transformer la structure monopolistique de leurs industries énergétiques en structure concurrentielle.<sup>353</sup>

Les États membres se comportaient prudemment dans leur processus de libéralisation des marchés énergétiques du fait du caractère stratégique de l'énergie. De cette manière, chaque État membre optait pour sa propre solution la plus propice à libéraliser son marché énergétique nationale. Ce cas était identique pour les marchés énergétiques en France et en Turquie.

À cet égard, notre travail se base sur les trois phases de politique énergétique européenne pour l'analyse juridique du processus de libéralisation des secteurs électriques et gaziers en France et en Turquie. Il convient également d'analyser chaque phase de libéralisation des marchés énergétiques - électricité et gaz naturel - séparément de l'un à l'autre. Dans le cadre de notre travail, nous étudierons tout d'abord les directives énergétiques européennes et les législations nationales liées à la libéralisation du secteur de l'électricité en France et en Turquie (Partie I) et ensuite, nous évoquerons celles liées à la libéralisation du gaz naturel (Partie II).

---

<sup>352</sup> « Il existe actuellement, en raison des différences structurelles entre les États membres, des systèmes différents de régulation du secteur de l'électricité ». Considérant 10 à 12 dispose que « Conformément au principe de subsidiarité, un cadre de principes généraux doit être établi au niveau européenne, mais que la fixation des modalités d'application doit incomber aux États membres qui pourront choisir le régime le plus approprié à leur situation propre ».

<sup>353</sup> LEBAN Raymond, « L'Europe de l'électricité à l'orée d'une nouvelle aventure », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 272.

## **PREMIÈRE PARTIE**

### **LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBERALISATION APPORTÉE PAR LES DIRECTIVES ÉLECTRIQUES EUROPÉENNES**

Le secteur énergétique a joué un rôle primordial dans les premiers pas de la construction de l'Union européenne.<sup>354</sup> Malgré l'importance indispensable du secteur de l'énergie dans les politiques fondatrices européennes il n'existait pendant très longtemps aucune politique européenne de l'énergie pour aborder un marché intérieur de l'énergie à l'échelle européenne. A cette fin<sup>355</sup>, plusieurs séries de directives et règlements successifs regroupés sous le nom de « *paquets énergies* » sont entrés en vigueur au fur à mesure à partir des années 1990. Jusqu'à présent, l'Union européenne prépara trois paquets énergies pour la libéralisation des marchés nationaux de l'énergie. Le premier paquet énergie contenait la directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et la directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Au sommet de Lisbonne des 23 et 24 mars 2000, les chefs d'État et de Gouvernement ont exprimé leur volonté d'accélérer la libéralisation dans des secteurs tels que le gaz et l'électricité. Le Conseil de l'Union européenne du 25 novembre 2002 a conclu un accord prévoyant la libéralisation des marchés énergétiques pour les clients non résidentiels au plus tard 1<sup>er</sup> juillet 2004, suivie d'une ouverture complète pour tous les clients au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Le deuxième paquet énergie adopté en juin 2003 contenait le règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>356</sup> et la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.<sup>357</sup> Le troisième paquet énergie de 2009 comprend cinq textes: le règlement (CE) n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, le règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité<sup>358</sup>, le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions

---

<sup>354</sup> CECA et CEEA respectivement en 1951 et 1957.

<sup>355</sup> Des marchés européens du gaz et de l'électricité.

<sup>356</sup> Abrogeant la directive 96/92/CE.

<sup>357</sup> Abrogeant la directive 98/30/CE.

<sup>358</sup> Abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003.

d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel<sup>359</sup>, la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>360</sup>, la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.<sup>361</sup>

Sous ce titre, nous analyserons chronologiquement les effets des paquets énergétiques sur les marchés électriques en France et en Turquie. Dans cette perspective, ce titre se divise en deux chapitres. Le premier chapitre contient trois sections qui analysent respectivement les paquets énergies et leurs effets sur les marchés électriques en France et en Turquie.

L'électricité est considérée comme une marchandise. La Cour européenne a implicitement jugé dans l'arrêt « *Costa* »<sup>362</sup> du 15 juillet 1964 que l'électricité constitue une marchandise en acceptant d'examiner le respect des dispositions du Traité CE relatives à l'élimination des restrictions quantitatives entre les États membres.

Ensuite, dans l'arrêt « *Commune d'Almelo* » du 1994<sup>363</sup>, la Cour a expressément confirmé l'électricité en tant que marchandise en disant qu' « *Il n'est pas contesté en droit européenne, ni d'ailleurs dans les droits nationaux, que l'électricité constitue une marchandise au sens de l'article 30 du Traité* ». Finalement, au sens du Traité CE, considéré comme une marchandise<sup>364</sup>, l'électricité doit respecter les règles de libre circulation.<sup>365</sup>

Nous analysons tout d'abord l'évolution historique du processus juridique de la libéralisation des marchés nationaux de l'électricité en Europe prévue par la directive 96/92/CE considérée en tant que la première phase vers la constitution du marché intérieur de l'énergie à l'échelle européenne.

---

<sup>359</sup> Abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005.

<sup>360</sup> Abrogeant la directive 2003/54/CE.

<sup>361</sup> Abrogeant la directive 2003/55/CE.

<sup>362</sup> CJCE, 15 Juillet 1964, *Costa*, 6/64, Rec. P. 1141: Cet arrêt de Cour de Justice des Communautés Européennes (CJCE) est un arrêt marquant de la construction européenne dans la mesure où il affirme la primauté du droit européenne sur le droit interne. En 1962, l'Italie nationalise son système de production et de distribution d'énergie en créant l'E.N.E.L. Au cours d'une procédure engagée devant le tribunal compétent de Milan au sujet d'un litige concernant le règlement d'une facture d'électricité, M. Costa a soulevé que la loi de nationalisation et les décrets présidentiels qui la complètent étaient contraires à certains articles du traité (art. 37, 53, 93, et 102). Il a demandé que cela soit confirmé par la CJCE par la voie de l'article 177. Le tribunal milanais a alors décidé de surseoir à statuer et de poser une question préjudicielle à la CJCE concernant la violation alléguée du traité par la loi italienne précitée. Deux questions de droit se posent alors le droit européenne prime-t-il le droit interne (I) ? Les dispositions du Droit Européenne (DC) engendrent-elles des droits pour les particuliers que ceux-ci peuvent invoquer directement devant le juge national (II)? La Cour était appelée à se prononcer sur la nature juridique des Communautés, ainsi que sur la portée du droit européenne dans les juridictions nationales (et pas directement sur le tort ou la raison du refus de payer de M. Costa, cette décision restant de la compétence du Giudice italien).

<sup>363</sup> Arrêt du 27 avril 1994, *Commune d'Almelo e.a.*, aff. C - 393/92, Rec. P.I - 1477.

<sup>364</sup> Dans l'arrêt *Commission v. France* du 23 octobre 1997, C - 159/94, la Commission contestait la compatibilité du monopole d'EDF et de GDF en matière d'importation et d'exportation d'électricité et de gaz avec les règles européennes assurant la libre circulation des marchandises. Dans ce recours en manquement contre le monopole d'importation et d'exportation d'électricité, la France a défendu l'idée que l'électricité est similaire un service.

<sup>365</sup> Les articles 28 - 31 du Traité CE.

## **TITRE I**

# **LE PREMIER PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE :**

## **LA DIRECTIVE 96/92/CE**

L'objectif du présente chapitre est d'apporter une analyse juridique des dispositions de la directive 96/92/CE (Chapitre I), les effets de sa transition en France (Chapitre II) et en Turquie (Chapitre III).

## CHAPITRE I

### LA DIRECTIVE 96/92/CE CONCERNANT DES RÈGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Considérée comme un grand événement dans l'histoire énergétique de l'Europe, la directive 96/92/CE a été adoptée après huit ans d'intenses débats et a été publiée au Journal officiel des Communautés européennes le 30 janvier 1999. Durant les différentes phases de négociation de la directive 96/92/CE, il y avait des débats bloquant son adaptation sur la notion de service public, le choix entre le système de l'accès des tiers au réseau et de l'acheteur unique.<sup>366</sup> La position commune sur la version finale de la directive 96/92/CE a été adoptée à l'unanimité le 20 juin 1996.<sup>367</sup>

Prenant sa place dans un long processus, la directive 96/92/CE a franchit un pas supplémentaire en ouvrant progressivement la possibilité à certains consommateurs de choisir leur producteur et d'accéder ainsi au réseau. Elle devrait être suivie par d'autres textes législatifs complémentaires, concernant notamment la taxation des produits énergétiques, de nouvelles actions dans le domaine des réseaux transeuropéens, la planification des énergies.<sup>368</sup>

Le premier point du considérant dispose qu'« *il importe d'adopter des mesures visant à assurer le bon fonctionnement du marché intérieur; que ce marché comporte un espace sans frontières intérieures où la libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux est assurée* »; le second considérant de la directive 96/92/CE énonce que l'achèvement d'un marché de l'électricité concurrentiel est un pas important vers l'achèvement du marché intérieur de l'énergie.<sup>369</sup>

Aux termes des premiers considérants du préambule de la directive 96/92/CE, il existait trois raisons de rationaliser le secteur de l'électricité tout en renforçant la sécurité

---

<sup>366</sup> « En septembre 1994, la France a proposé au Conseil le modèle de l'acheteur unique conçu comme une alternative au système préconisé par la Commission. Le système de l'acheteur unique consiste à ouvrir la production à la concurrence sur la base d'appels d'offres ouverts aux producteurs nationaux et communautaires. Les appels d'offres sont organisés par l'Acheteur Unique sous la surveillance des pouvoirs publics garants de la régularité de la procédure. », GOEHRING - CRINON Angela, « L'avenir du marché intérieur de l'énergie », C.J.E.G. juin 1995, p. 214.

<sup>367</sup> CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 23.

<sup>368</sup> L'avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 13 mai 1998, p. 9.

<sup>369</sup> CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 5.



d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie, tout en respectant la protection de l'environnement<sup>370</sup>, d'adapter l'industrie énergétique à son nouvel environnement tout en tenant compte de la diversité actuelle de l'organisation des réseaux électrique<sup>371</sup> et de favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux.<sup>372</sup>

La directive 96/92/CE se présentait entre l'introduction de la concurrence dans le secteur de l'électricité et la préservation des missions de service public dans le respect du principe de subsidiarité. Les premières étapes ont démarré par les travaux d'interconnexion permettant à tous les pays membres de faire des économies d'investissements.

---

<sup>370</sup> Le considérant 4 du préambule de la directive 96/92/CE dispose que « *Considérant que l'établissement du marché intérieur de l'électricité s'avère particulièrement important pour rationaliser la production, le transport et la distribution d'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne et en respectant la protection de l'environnement* ».

<sup>371</sup> Considérant 5 du préambule de la directive 96/92/CE: « *Considérant que le marché intérieur de l'électricité doit être mis en place progressivement pour que l'industrie électrique puisse s'adapter à son nouvel environnement de manière souple et rationnelle et pour tenir compte de la diversité actuelle de l'organisation des réseaux électriques* ».

<sup>372</sup> Considérant 6 du préambule de la directive 96/92/CE dispose que « *l'établissement du marché intérieur dans le secteur de l'électricité doit favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux* ».

## SECTION 1.

### LES COMPOSANTES ESSENTIELLES DE LA DIRECTIVE 96/92/CE

Il convient de mettre en évidence les composantes essentielles de la première phase de la libéralisation et de l'harmonisation des marchés nationaux de l'électricité. À cette fin, nous évoquons successivement l'ouverture du marché électrique à la concurrence, l'organisation de la concurrence entre les producteurs de l'électricité, les modalités d'accès des clients éligibles au réseau, les responsabilités du gestionnaire de réseau : la séparation des activités, le système de régulation<sup>373</sup> et les missions de service public.

#### § 1. La libéralisation du marché électrique

##### A. L'ouverture du marché électrique à la concurrence

Le premier objectif de la directive 96/92/CE était d'instaurer une liberté commerciale dans le marché européen de l'électricité, en permettant à une catégorie de clients éligibles de conclure des contrats de fourniture directe d'électricité avec les producteurs de leur choix<sup>374</sup>. C'est ainsi que la fourniture d'électricité a été ouverte à la concurrence de manière graduelle. Selon l'article 19 de la directive 96/92/CE, le mode de calcul de la part de marché que chaque États membres<sup>375</sup> a du libéraliser son marché énergétique à partir du 19 février 1999.

Le consommateur éligible<sup>376</sup> était déterminé comme celui dont la consommation est supérieure à 40 GWh/an pour la période entre 1999 et 2000. En 2003 le seuil d'éligibilité a été diminué à 20 GWh/an, et finalement en 2006 à 9 GWh/an en 2006.

La Commission européenne a déterminé la part européenne moyenne correspondant à ce premier seuil de 40 GWh/an qui s'établit à 25,37 %. Les États membres ont donc dû déterminer les critères d'éligibilité correspondant, pour chacun d'entre eux, à 25,37 % de leurs marchés nationaux, étant entendu, encore une fois, que les clients finals de plus de 100 GWh/an<sup>377</sup> ont dû être rendus éligibles.

---

<sup>373</sup> HELM Dieter, « Concurrence, structure de marché et régulation du système électrique en Europe », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 297 - 306.

<sup>374</sup> Le nombre de ces clients augmentait progressivement selon un calendrier prévu par la directive jusqu'en 2003.

<sup>375</sup> Sous entendu les États candidats, y compris la Turquie.

<sup>376</sup> L'article 19 de la directive 96/92/CE.

<sup>377</sup> Par site de consommation autoproduction comprise.

À cause des diverses législations et structures des marchés nationaux de l'électricité et aussi des différents choix offerts aux États membres par la directive 96/92/CE, il a déjà été prévu dès le début de l'application des politiques énergétiques que les États membres ne pourraient pas réaliser la libéralisation de leur marché énergétique aux mêmes rythmes et niveaux et en même temps à l'échelle européenne. La directive 96/92/CE contenait la clause de réciprocité<sup>378</sup> selon laquelle un contrat de fourniture d'électricité pouvait être interdit s'il était conclu avec un client éligible dans son propre État membre, mais client non éligible dans l'État membre du fournisseur. C'est-à-dire il faut éviter les cas où un État membre protège son marché énergétique en l'ouvrant au minimum, mais en profitant d'une éventuelle ouverture plus importante de marchés situés dans d'autres États membres.

L'article 17 § 5 de la directive 96/92/CE élaborait les notions de l'accès négocié et de l'accès réglementé et prévoyait que le gestionnaire du réseau de transport pouvait refuser l'accès au réseau s'il n'avait pas d'assez capacité pour fournir le nouvel entrant.

En tout état de cause, si les seuils de 40 GWh/an<sup>379</sup>, 20 GWh/an<sup>380</sup> et 9 GWh/an<sup>381</sup> ne constituent pas les seuils d'éligibilité qui ont dû s'appliquer aux différents États membres, ils représentent les consommations « repères » minimales qui permettent d'établir la partie commune de l'ouverture des marchés énergétiques nationaux.

## **B. L'organisation de la concurrence entre les producteurs d'électricité**

La Commission européenne visait à attribuer la liberté de choix offerte aux clients éligibles. Cette liberté de choix impliquait que des productions indépendantes destinées à l'alimentation des clients éligibles pourront s'installer en France sous réserve d'obtenir une autorisation des pouvoirs publics. À ce but, l'article 4 de la directive 96/92/CE disposa que « *Pour la construction de nouvelles installations de production, les États membres peuvent choisir entre un système d'autorisation et/ou un système d'appel d'offres. Les autorisations ainsi que les appels d'offres devront obéir à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires* ». C'est ainsi qu'afin d'aménager cette liberté d'établissement, la directive 96/92/CE donna aux États membres un choix entre le régime de l'autorisation et le régime de l'appel d'offres.

---

<sup>378</sup> L'article 19 § 5 de la directive 96/92/CE.

<sup>379</sup> 400 gros clients industriels.

<sup>380</sup> 800 clients et environ 30 % du marché.

<sup>381</sup> Environ 2 500 clients et un tiers du marché.

Les directives en question sanctionnaient le principe de la libre concurrence lors de la phase de production de l'énergie, laissant toutefois aux États membres la possibilité de choisir entre deux procédures administratives différentes pour la construction de nouveaux équipements de production. Par ailleurs, cette nouveauté visait à donner plus de chance aux nouveaux entrants de produire eux-même l'électricité sur le marché électrique européen à la place d'acheter l'électricité à un tiers.

Dans le système d'autorisation, l'État membre fixait des critères pour l'octroi des autorisations de construction d'installations de production sur son territoire. Ces critères sont relatifs essentiellement à l'occupation du sol, à la capacité technique et financière des demandeurs, à la sécurité et la sûreté des réseaux. Dans ce nouveau système qui donnait plus de flexibilité aux nouveaux producteurs, l'initiative relevait de l'auteur de la demande de l'autorisation. C'est ainsi que les nouveaux producteurs avaient la faculté de déterminer la capacité de production de la future centrale.

Dans le système d'appel d'offres, l'autorité de régulation prenait l'initiative d'un concours tendant à la production de kWh au meilleur prix, l'appel d'offres devant conduire à un contrat de fourniture comportant un marché à cette production.<sup>382</sup> Un inventaire concluant de nouveaux moyens de production et la capacité requise était établi et a eu les évolutions de l'offre et de la demande d'électricité dans le champ géographique considéré qui ne pouvaient être abandonnées à la spontanéité des acteurs du marché électrique.

Le système d'autorisation préféra le système d'appel d'offre pour qu'il y ait plus de chances pour les nouveaux producteurs. Le système d'appel d'offres exigea le contrôle étroit du développement du parc de production.

## **§ 2. Les modalités d'accès aux réseaux et les responsabilités des gestionnaires de réseau**

### **A. Les modalités d'accès des clients éligibles au réseau de l'électricité**

La Commission européenne avait l'intention de faire adopter le principe d'accès aux réseaux pour les tiers dans les phases de transport et de distribution, les dispositions de la directive s'étaient limitées à apporter le système de l'acheteur unique où l'État nommait un

---

<sup>382</sup> WALDE Thomas W., GUNST Andreas, International Energy Trade and Access to Energy Networks, Oil, Gas, Energy Law Intelligence OGEI, Vol. 4 - issue 2, August 2006, p. 11 - 16.

organe centralisé avec le pouvoir et la responsabilité de l'achat et de la vente de l'énergie électrique aux clients finals. Les opérateurs de réseaux de transport ont dû autoriser l'accès aux infrastructures des clients éligibles moyennant une rétribution juste et raisonnable. L'article 16 de la directive 96/92/CE disposa que « *Pour l'organisation de l'accès au réseau, les États membres peuvent choisir entre les formules visées à l'article 17 et/ou à l'article 18. Ces deux formules sont mises en oeuvre conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires* ». Les États membres pourront choisir entre une formule appelée « *accès direct* » dans l'article 17 et une formule appelée « *acheteur unique* » prévue dans l'article 18 de la directive 96/92/CE.

## **1. L'accès direct aux réseaux de l'électricité**

L'accès direct au réseau de l'électricité avait été prévu en deux modalités distinctes. Selon la première modalité, l'« *accès négocié au réseau* » qui faisait l'objet de l'article 17 § 1, 2 et 3 de la directive 96/92/CE, à la suite d'une négociation entre le client éligible, le producteur concerné et le gestionnaire du réseau de transport et/ou de distribution, les États décidaient que les prix de l'accès au réseau de l'énergie fournie par le producteur de leur choix, auraient être déterminés au cas par cas.<sup>383</sup>

Selon la modalité de l'accès négocié au réseau, lorsque l'existence des producteurs de l'électricité était autorisée par les États membres, les entreprises de fourniture d'électricité ainsi que les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par les réseaux électriques, les États membres prennent les mesures nécessaires afin que les producteurs de l'électricité puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux, sur la base d'accords commerciaux volontaires.<sup>384</sup> Dans l'hypothèse où un client éligible est raccordé au réseau de distribution d'électricité, l'accès au réseau fait l'objet d'une négociation avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné et, si nécessaire, avec le gestionnaire du réseau de transport concerné.<sup>385</sup>

Pour assurer la transparence et faciliter les négociations d'accès au réseau, l'accès négocié au réseau n'était imposé qu'au cours de la première année suivant la mise en application de la directive 96/92/CE, la publication d'une fourchette indicative des prix pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution par les gestionnaires de réseau, le prix

---

<sup>383</sup> PIVARD Philippe, « Vers un observatoire des prix de l'énergie en Europe », *Europenergies*, n° 36, mai 2005, p. 20.

<sup>384</sup> L'article 17 § 1 de la directive 96/92/CE.

<sup>385</sup> L'article 17 § 2 de la directive 96/92/CE.

effectivement payé par le producteur ou client éligible demeura confidentielle. Pour les années suivantes, les prix indicatifs publiés ont dû se fonder sur les prix moyens négociés et arrêtés pour la période précédente de douze mois.<sup>386</sup>

La deuxième modalité de l'accès direct au réseau est l'« *accès réglementé au réseau* » et a été prévue par l'article 17 § 4 de la directive 96/92/CE. Dans cette modalité, sous forme de tarifs d'accès, les États membres décident d'établir des prix d'accès publics qui conduisent à des prix d'accès identiques pour tous les producteurs et pour les clients éligibles qui possèdent les mêmes caractéristiques. Les tarifs d'accès aux réseaux sont les coûts incrémentaux fait en tant que les instruments économiques utilisés par l'Autorité de la concurrence pour détecter d'éventuels prix prédateurs.<sup>387</sup>

La modalité de l'accès réglementé aux réseaux a été fondée sur des prix d'accès publics et identiques pour tous les requérants présentant les mêmes caractéristiques objectives.<sup>388</sup> Si le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution concerné n'a pas la capacité nécessaire pour fournir au client éligible, il peut refuser l'accès en montrant une motivation et justification.

## **2. L'acheteur unique**

L'accès aux réseaux peut être négocié entre le gestionnaire de réseau de transport ou l'entreprise de fourniture d'électricité ou le client éligible. Dans ce cadre, le gestionnaire de réseau est obligé chaque année de publier des prix indicatifs fondés sur les prix négociés les douze mois précédents. C'est ainsi que sur cette base de tarifs publiés, l'État membre en question peut accorder l'accès au réseau électrique. Dans le mécanisme « *acheteur unique* », l'État membre désigne une personne morale en tant qu'acheteur unique sur l'espace couvert par le gestionnaire du réseau. Selon l'article 18 de la directive 96/92/CE, dans la modalité « *acheteur unique* » d'accès au réseau, les États membres désignent une personne morale comme acheteur unique à l'intérieur du territoire couvert par le gestionnaire du réseau.

En outre, dans la modalité « *acheteur unique* », les États membres prennent les mesures nécessaires pour assurer un tarif non-discriminatoire, et pour que les clients éligibles aient, pour couvrir leurs propres besoins, la possibilité de conclure des contrats de fourniture

---

<sup>386</sup> L'article 17 § 3 de la directive 96/92/CE.

<sup>387</sup> THIET Jean-Paul Tran, THOUVENIN Vincent, MOUY Nadine, BARTHÉLÉMY Christophe, "Coûts incrémentaux" : Retour sur les avantages concurrentiels du secteur public, mai 2005, Revue Concurrences n° 2-2005, Art. n° 1476, p. 10 - 19.

<sup>388</sup> L'article 17 § 4 de la directive 96/92/CE.

avec des producteurs et, lorsque leur existence est autorisée par les États membres, avec des entreprises de fourniture en dehors du territoire couvert par le réseau; les clients éligibles aient, pour couvrir leurs propres besoins, la possibilité de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs à l'intérieur du territoire couvert par le réseau; les producteurs indépendants négocient l'accès au réseau avec les opérateurs des réseaux de transport et de distribution en vue de conclure des contrats de fourniture avec des clients éligibles en dehors du réseau sur la base d'un accord commercial volontaire.<sup>389</sup>

L'acheteur unique peut être tenu d'acheter l'électricité ayant fait l'objet d'un contrat entre un client éligible et un producteur situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau à un prix égal au prix de vente offert par l'acheteur unique aux clients éligibles moins le prix du tarif publié.<sup>390</sup> De toute façon, si l'obligation d'achat n'est pas imposée à l'acheteur unique, les États membres prennent des mesures nécessaires pour que les contrats de fourniture soient réalisés par l'accès au réseau sur la base du tarif publié ou par un accès négocié au réseau selon les modalités d'accès direct. Dans ce dernier cas, l'acheteur unique ne serait pas tenu de publier un tarif non discriminatoire pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution.<sup>391</sup>

Par ailleurs, l'acheteur unique peut refuser l'accès au réseau et peut refuser d'acheter l'électricité aux clients éligibles s'il ne dispose pas de la capacité de transport ou de distribution nécessaire. Le refus de l'accès doit être dûment motivé et justifié.<sup>392</sup> Les États membres disposaient de trois variantes d'application de la modalité « *acheteur unique* » aux termes de l'article 18 de la directive 96/92/CE. La première avec l'« *obligation d'achat* » prévue à l'article 18 § 2 qui disposaient que l'entité qui assume les fonctions d'acheteur unique peut être soumise à l'obligation de racheter la production faisant l'objet des contrats de fourniture librement négociés entre les clients éligibles et les producteurs de leur choix. Dans ce cas, l'acheteur unique achète l'énergie à un tarif public de vente duquel il déduit les charges publiques d'accès. Il est supposé publier les conditions de vente de l'acheteur unique. La deuxième variante d'application, si cette obligation d'achat n'est pas retenue par les États membres qui souhaitent recourir à l'article 18, deux autres modalités sont ouvertes par la directive sont un accès sur la base d'un tarif public<sup>393</sup> ou encore un accès sur la base d'un prix

---

<sup>389</sup> L'article 18 § 1 de la directive 96/92/CE.

<sup>390</sup> L'article 18 § 2 de la directive 96/92/CE.

<sup>391</sup> L'article 18 § 3 de la directive 96/92/CE.

<sup>392</sup> L'article 18 § 4 de la directive 96/92/CE.

<sup>393</sup> L'article 17 § 4 de la directive 96/92/CE.

négocié.<sup>394</sup> C'est ainsi que la formule de l'acheteur unique rejoint l'accès direct. La troisième variante d'application est que les États membres apprécient l'opportunité et les conditions de construction éventuelles de lignes directes.

Le concept prévu de l'acheteur unique de la directive 96/92/CE, ne correspond pas à la proposition d'acheteur unique avancée par la France. Dans la version initiale de la directive, l'acheteur unique opérait dans un cadre où aucun des clients n'avait le choix de ses fournisseurs. L'État imposait un acheteur unique entre producteurs et clients éligibles, et ainsi l'acheteur unique achetait aux producteurs pour revendre aux clients éligibles, assumant le rôle « *vendeur unique* ». La directive prévoyait l'acheteur unique comme étant un mode particulier d'accès au réseau, mais non un schéma d'organisation globale du système électrique.

## **B. Les responsabilités du gestionnaire de réseau : la séparation des activités**

Aux termes de la directive 96/92/CE, les opérateurs de réseaux de transport et de distribution étaient tenus de permettre la mise en œuvre des contrats directs entre producteurs et clients éligibles. La directive imposait aux États membres de mettre en place des dispositions visant à éviter que des entreprises intégrées de production, de transport et de distribution n'abusent de leur fonction de monopole sur les réseaux et de position dominante sur les marchés de consommation pour fausser la concurrence.

La directive de premier paquet maintenait une approche conservatrice pour le secteur de l'électricité sur le régime de séparation de la gestion et de la compatibilité dans les entreprises verticalement intégrées opérant dans la phase de transport.<sup>395</sup> À cette fin, pour empêcher la discrimination des prix et subventions croisées par la transparence des comptes, l'article 14 de la directive 96/92/CE prévoyait que les États membres veillaient à ce que les entreprises réalisent une séparation des comptes entre activités de production, de transport et de distribution si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes.<sup>396</sup>

---

<sup>394</sup> L'article 17 § 1, 2, 3 de la directive 96/92/CE.

<sup>395</sup> Pour le secteur du gaz, au contraire, la compatibilité séparée pour toutes les activités des entreprises verticalement intégrées était obligatoire.

<sup>396</sup> L'article 14 § 3 de la directive 96/92/CE dispose que « *Les entreprises d'électricité intégrées tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution et, le cas échéant, des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles font figurer dans l'annexe de leurs comptes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité* ».



Dans la séparation des activités le réseau de transport demeure au sein de l'ancien monopole. En termes de règles de la libéralisation, pour une entreprise verticalement intégrée, s'occupant de toute activité de production jusqu'à la vente, cette entreprise en question devra laisser d'autres acteurs utiliser son réseau de transport en vue de créer la concurrence au niveau de la fourniture. À ce point, il existe toujours des entraves possibles pour de nouveaux entrants à l'accès au marché. Afin d'éliminer ce risque, la directive 96/92/CE oblige à désigner un gestionnaire de réseau indépendant, qui sera chargé de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau. Ainsi, l'indépendance de gestion serait assurée entre le gestionnaire du système de transport et d'autres activités de l'entreprise intégrée. En ce qui concerne le régime de séparation, l'article 7 de la directive 96/92/CE emploie le terme « *managemenet unbundling* » qui signifie « *dissociation* », « *dégroupage* », « *découplage* » et n'impose aucune obligation quant au statut juridique ou à la propriété publique ou privée des entreprises concernées.

## SECTION 2.

### LES OBLIGATIONS IMPOSÉES ET LES OPTIONS LAISSÉES

#### AUX ÉTATS MEMBRES

Les dispositions de la directive 96/92/CE peuvent être analysées sous deux catégories : les dispositions obligatoires et les dispositions laissant des options aux États Membres.

#### **§ 1. Les dispositions obligatoires à respecter par les États membres**

Fixant sa transposition dans les États membres au plus tard le 20 février 1999, la directive 96/92/CE prévoit une libéralisation par étapes du marché électrique, une ouverture du marché échelonnée sur plusieurs années.<sup>397</sup> Conformément au principe de subsidiarité et en raison des diversités structurelles des marchés électriques nationaux, chaque État membre se voit reconnaître une marge de manœuvre et d'appréciation importante pour transposer la directive 96/92/CE. En outre, l'articulation des compétences des États membres doit s'apprécier également sur le principe de proportionnalité entre l'équilibre des interventions de la Communauté et de celles des États membres.<sup>398</sup>

#### **A. Les obligations pour la transposition de la directive en droit national**

La directive 96/92/CE fixe le cadre général du marché électrique et propose pour ouvrir chaque activité électrique à la concurrence plusieurs choix, mais en même temps elle impose quelque soit le choix opéré à des résultats économique équivalents et à un niveau directement comparable d'ouverture des marchés. Les États membres étaient imposés à la subordination de l'exercice de l'activité de production d'électricité et à la délivrance

---

<sup>397</sup> Aux termes du point 5 de la directive 96/92/CE, « *Le marché intérieur de l'électricité doit être mis en place progressivement pour que l'industrie électrique puisse s'adapter à son nouvel environnement de manière souple et rationnelle* ».

<sup>398</sup> Aux termes de l'article 5 § 3 du Traité CE « *L'action de la Communauté n'exécède pas ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs du présent traité* », tel qu'interprété par l'arrêt de la CJCE « *The Queenne* » du 5 mai 1998, C- 157/96, rec. P. 1 - 2211, V. Constantinesco, « Le principe de subsidiarité, un passage obligé vers l'Union européenne », Mélanges Boulouis, Dalloz, 1991, p. 35, L. Dubouis, « Le service public et la construction communautaire », RFDA, 1995, p. 291.

d'autorisations pour la construction de nouvelles installations de production, y compris en cas d'appels d'offres.<sup>399</sup>

La désignation d'un gestionnaire du réseau de transport et la détermination de ses missions<sup>400</sup>, notamment le principe de l'ordre d'appel des centrales, sans préjudice de la fourniture d'électricité sur la base d'opérations contractuelle<sup>401</sup> étaient prévues indispensable pour aborder à un marché intérieur de l'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport a été également imposé à assurer l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport lorsque celui-ci se trouve au sein d'une entreprise intégrée sans obligation de séparation juridique.<sup>402</sup>

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution devraient respecter les règles de non-discrimination entre les utilisateurs des réseaux et de confidentialité des informations commercialement sensibles dont ils ont connaissance dans l'exécution de leurs tâches. À cette fin, le premier paquet énergie impose dans une disposition d'application immédiate un premier pallier d'ouverture du marché électrique. Aux termes de l'article 19 § 3 et § 4 de la directive 96/92/CE, tout consommateur de plus de 100 GWh d'électricité par an et par site est éligible dès l'entrée en vigueur de la directive. C'est ainsi que la directive pose le principe de l'existence des consommateurs éligibles<sup>403</sup>, y compris l'éligibilité partielle des distributeurs. La définition du client éligible ressort des dispositions relatives à l'accès aux réseaux.<sup>404</sup>

Pour procéder à la libéralisation du marché électrique nécessaire à la mise en œuvre de l'accès aux réseaux, la directive 96/92/CE ne laisse pas aux États membres le choix des moyens et leur propose systématiquement un choix entre deux alternatives qui sont soit par un système d'autorisation, soit par un système d'appel d'offre pour la construction et l'exploitation de nouvelles installations électriques. Pour faire cela, les États peuvent définir une planification à long terme des investissements de production d'électricité.<sup>405</sup>

---

<sup>399</sup> L'article 6 § 6 de la directive 96/92/CE « *Cependant, dans les États membres qui ont opté pour la procédure d'appel d'offres, il doit être possible aux autoproducteurs et aux producteurs indépendants d'obtenir une autorisation sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires, conformément aux articles 4 et 5* ».

<sup>400</sup> L'article 10 § 2 de la directive 96/92/CE.

<sup>401</sup> L'article 7 § 3 et 8 § 1 et 2 de la directive 96/92/CE.

<sup>402</sup> L'article 7 § 6 de la directive 96/92/CE.

<sup>403</sup> Le glossaire de la directive 96/92/CE du CE ne définit pas la notion de « *client éligible* ». Il distingue entre le client final et client grossiste qu'il définit comme une « *personne physique ou morale qui achète de l'électricité* ».

<sup>404</sup> Au sein desquelles il est un consommateur d'une quantité fixée d'électricité qui se voit accorder un droit d'accès aux réseaux afin de s'approvisionner en électricité auprès du fournisseur de son choix. Donc il se définit en fonction de sa consommation d'électricité.

<sup>405</sup> NICINSKI Sophie, Droit public des affaires, 2<sup>ème</sup> édition, Domat, droit public des affaires, p. 194.

Par contre, la directive 96/92/CE laisse un certain nombre de dispositions ouvertes au libre choix des États membres. L'article 3 § 2<sup>406</sup> de la directive 96/92/CE prévoit la faculté d'imposer aux entreprises du secteur des obligations de service public. Parmi ces missions figurent la sécurité d'approvisionnement à long terme, mais aussi la recherche, la cohésion économique et sociale l'aménagement du territoire. Les articles 13 et 14 de la directive 96/92/CE imposaient aux entreprises électriques de tenir des comptes séparés pour les activités de production, transport et distribution dans les entreprises intégrées<sup>407</sup> et de permettre aux autorités de régulation et de règlement des litiges d'accéder à leur comptabilité.

## **B. Les mesures à prendre par les États membres**

Les États membres prennent les mesures nécessaires pour permettre aux producteurs indépendants et aux autoproducteurs de négocier un accès au réseau pour approvisionner leurs propres établissements et filiales établis dans le même État membre ou dans un autre État membre. Ils connectent aux réseaux interconnectés aux producteurs extérieurs au territoire couvert par le réseau de conclure un contrat de fourniture qui ferait suite à un appel d'offres pour de nouvelles capacités de production et d'avoir un accès au réseau pour exécuter ce contrat.

Les États membres veillent à ce que les parties négocient de bonne foi et qu'aucune d'entre elles n'abuse de sa position de négociation en entravant la bonne fin des négociations. Les États membres désignent une autorité compétente, qui doit être indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats et aux négociations en question. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les contrats, les négociations et le refus de l'accès et d'achat.

En cas de litige transfrontalier, l'autorité de règlement du litige sera l'autorité de règlement des litiges couvrant le réseau de l'acheteur unique ou du gestionnaire de réseau qui refuse l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci. Le recours à cette autorité se fait sans préjudice de l'exercice des voies de recours du droit communautaire.<sup>408</sup>

---

<sup>406</sup> L'article 3 § 2 de la directive 96/92/CE dispose qu'« en tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 90, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public, dans l'intérêt économique général, qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et les prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement. Ces obligations doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables; celles-ci, ainsi que leurs révisions éventuelles, sont publiées et communiquées sans tarder à la Commission par les États membres. Comme moyen pour réaliser les obligations de service public précitées, les États membres qui le souhaitent peuvent mettre en ouvre une planification à long terme ».

<sup>407</sup> Le principe de l'« unbundling ».

<sup>408</sup> L'article 20 de la directive 96/92/CE.

Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur.<sup>409</sup>

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie et de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des appareils ou des installations, ou encore l'intégrité du réseau, un État membre peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires. Ces mesures doivent provoquer le moins de perturbations possibles pour le fonctionnement du marché intérieur et ne doivent pas excéder la portée strictement indispensable pour remédier aux difficultés soudaines qui se sont manifestées. L'État membre en question notifie immédiatement ces mesures aux autres États membres et à la Commission, qui peut décider qu'il doit les modifier ou les supprimer, dans la mesure où elles provoquent des distorsions de concurrence et perturbent les échanges d'une manière incompatible avec l'intérêt commun.

## **§ 2. Les dispositions laissant des options aux États membres**

### **A. Le système de régulation et les missions de service public**

#### **1. Le système de régulation**

Respectant le principe de subsidiarité, la directive n'imposait pas d'obligations spécifiques de service public.<sup>410</sup> Dans le point 11 de son préambule, la directive 96/92/CE précise que « *conformément au principe de subsidiarité, un cadre de principes généraux doit être établi au niveau européen, mais que la fixation des modalités d'application doit incomber aux États membres qui pourront choisir le régime le mieux adapté à leur situation propre* ». Sous ce principe, dans le but de garantir la sécurité d'approvisionnement, la défense du consommateur et la protection de l'environnement, la directive laissait un pouvoir discrétionnaire complet aux États membres afin qu'ils puissent déroger aux dispositions des directives, lorsque les dérogations étaient nécessaires à la réalisation des objectifs de service public fixés par chaque État membre et candidat.<sup>411</sup>

---

<sup>409</sup> JONES Christopher W., EU Energy Law. Volume II - EU Competition Law and Energy Markets, deuxième édition, Claves - Castels ed. 2007. P. 946 et s. ROGGENKAMP. M. M. HAMMER. European Energy Law. Report III. Volume III. Antwerp. Ed. Oxford, 2008, P.D. CAMERON, Legal Aspects of EU energy régulation implementing the new directives on electricity and gas accross Europe, Oxford University Press. 2006.

<sup>410</sup> RODRIGUES Stéphane, La nouvelle régulation des services publics en Europe: énergie, postes, télécommunications et transports, Éditions Tec Doc, Londres, Paris, New York, janvier 1999, p. 94.

<sup>411</sup> RODRIGUES Stéphane, La nouvelle régulation des services publics en Europe : énergie, postes, télécommunications et transports, Éditions Tec Doc, Londres, Paris, New York, janvier 1999, p. 159-164.

L'introduction de la concurrence sur une partie du marché de l'électricité avec l'intention de la pluralité des acteurs a modifié la structure du marché et exigea la mise en place des institutions de la régulation dont l'organisation releva, en vertu du principe de subsidiarité, de la compétence des États membres.<sup>412</sup>

La directive 96/92/CE prévoyait également les autorités de régulation dans le but de résoudre les conflits potentiels à susciter au cours du processus de la libéralisation du marché énergétique où la transition du marché en monopole en un marché ouvert à la concurrence. En vertu de l'article 20 § 3 de la directive 96/92/CE, « *les États membres désignent une autorité compétente, indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats et aux négociations en question. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les contrats, les négociations et le refus de l'accès et d'achat* ». Dans cet article, la directive n'entend pas proprement et directement un régulateur du marché énergétique, mais plutôt une autorité compétente.

Par ailleurs, l'autorité de règlement des litiges disposait d'un droit d'accès à la compatibilité des entreprises de production, de transport ou de distribution afin d'effectuer sa mission de contrôle plus efficacement. Les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent et les autorités de règlement des litiges visées à l'article 20 § 3 ont le droit d'accès à la comptabilité des entreprises de production, de transport ou de distribution dont la consultation est nécessaire à leur mission de contrôle.<sup>413</sup>

## **2. Les missions de service public**

Quant aux missions prévues de service public<sup>414</sup> dans la directive 96/92/CE dont l'article 3 § 1 prévoit que « *Les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public dans l'intérêt économique général, qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement* ». <sup>415</sup> Cependant, ces obligations devraient être clairement définies, transparentes, non-discriminatoires, contrôlables et communiquées à la Commission et aux États membres. En tant que moyen

---

<sup>412</sup> Il convient de préciser ici que l'électricité n'est pas comprise dans le champ d'application de la Convention des Nations Unies sur les contrats de vente internationale de marchandises faite à Vienne le 11 avril 1980. À la différence des autres énergies, elle est en effet explicitement exclue. FIQUET Alain, « L'interconnexion et les échanges d'énergie électrique en Europe », C.J.E.G. juillet - août 1988, p. 255.

<sup>413</sup> Selon l'article 13 de la directive 96/92/CE.

<sup>414</sup> RODRIGUES Stéphane, *La nouvelle régulation des services publics en Europe: énergie, postes, télécommunications et transports*, Éditions Tec Doc, Londres, Paris, New York, janvier 1999, p. 102.

<sup>415</sup> LOMBARDO Marco, *Les principes généraux de la politique énergétique européenne*, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 88.

pour réaliser ces obligations de service public, la directive disposa enfin que les États membres qui le souhaitent peuvent mettre en œuvre une planification à long terme.<sup>416</sup>

## **B. L'obligation d'accès aux réseaux**

Les articles 16, 17 et 18 de la directive 96/92/CE imposaient l'instauration, pesant sur les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité, d'une obligation d'offrir un accès au réseau. Pour ce faire, les États membres peuvent choisir entre les formules prévues par la directive 96/92/CE pour l'organisation de l'accès au réseau. Les formules sont mises en œuvre conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

### **1. Dans le cas de l'accès négocié au réseau**

Dans le cas de l'accès négocié au réseau, les États membres peuvent prendre les mesures nécessaires pour que les producteurs d'électricité et les entreprises de fournitures d'électricité ainsi que les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau, puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux, sur la base d'accords commerciaux volontaires.

Dans le cas où un client éligible est raccordé au réseau de distribution, l'accès au réseau doit faire l'objet d'une négociation avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné et, si nécessaire, avec le gestionnaire du réseau de transport concerné. Pour promouvoir la transparence et pour faciliter les négociations d'accès au réseau, les gestionnaires de réseau doivent publier, au cours de la première année suivant la mise en application de la présente directive, une fourchette indicative des prix pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Dans la mesure du possible, pour les années suivantes, les prix indicatifs publiés doivent se fonder sur les prix moyens négociés et arrêtés pour la période précédente de douze mois.

Les États membres peuvent également opter pour un système d'accès au réseau réglementé donnant aux clients éligibles un droit d'accès, sur la base de tarifs publiés pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, au moins équivalent, en termes d'accès au réseau, aux autres systèmes d'accès visés dans le présent chapitre.

---

<sup>416</sup> Il est clair que la reconnaissance de ces principes, auxquels la France est de longue date attachée, a contribué au compromis qui a rendu possible l'adoption de la directive 96/92/CE.

En outre, le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution concerné a le droit de refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et justifié, en particulier en ce qui concerne l'article 3.

## **2. Dans le cas de la formule de l'acheteur unique**

Dans le cas de la formule de l'acheteur unique, les États membres désignent une personne morale comme acheteur unique à l'intérieur du territoire couvert par le gestionnaire du réseau. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour qu'un tarif non-discriminatoire pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution soit publié; les clients éligibles aient la possibilité de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs et avec des entreprises de fourniture en dehors du territoire couvert par le réseau; les clients éligibles aient la possibilité de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs à l'intérieur du territoire couvert par le réseau. Les producteurs indépendants négocient l'accès aux réseaux avec les opérateurs des réseaux de transport et de distribution en vue de conclure des contrats de fourniture avec des clients éligibles en dehors du réseau, sur la base d'un accord commercial volontaire.

L'acheteur unique peut être tenu d'acheter l'électricité ayant fait l'objet d'un contrat entre un client éligible et un producteur situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau à un prix égal au prix de vente offert par l'acheteur unique aux clients éligibles moins le prix du tarif publié.

Si l'obligation d'achat n'est pas imposée à l'acheteur unique, les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les contrats de fourniture soient réalisés soit par l'accès au réseau sur la base du tarif publié, soit par un accès négocié au réseau selon les conditions définies. Dans ce dernier cas l'acheteur unique ne serait pas tenu de publier un tarif non discriminatoire pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution.

L'acheteur unique peut refuser l'accès au réseau et peut refuser d'acheter l'électricité aux clients éligibles s'il ne dispose pas de la capacité de transport ou de distribution nécessaire.



## CHAPITRE II

### LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE 96/92/CE EN DROIT FRANÇAIS : LA LOI N° 2000 - 108 RELATIVE À LA MODERNISATION ET AU DÉVELOPPEMENT DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

La directive 96/92/CE sur le marché intérieur de l'électricité a été adoptée le 19 décembre 1996 par le Conseil des ministres de l'Union européenne et par le Parlement européen. Les États membres de l'Union européenne ont dû transposer la directive 96/92/CE dans leurs droits nationaux jusqu'au 19 février 1999. Ayant posé de nouvelles règles de gestion du marché intérieur de l'électricité, la directive 96/92/CE fixait des principes à suivre par les États membres, mais également leur laissait de larges marges de manœuvre pour qu'ils puissent choisir des modes d'organisation conformes à leurs situations appropriées.<sup>417</sup>

En France cette transposition a nécessité le vote d'une loi et l'adoption de divers textes réglementaires d'application. À l'occasion de la transposition de la directive 96/92/CE le Gouvernement français avait pour ambition de doter la France d'une organisation qui modernise et conforte le service public de l'électricité en complément des dispositifs législatifs en vigueur et notamment la loi de nationalisation.

Au moment où la transposition de la directive 96/92/CE entraînait d'importants changements dans l'organisation du système électrique en France, ce dernier résultait de la loi de nationalisation, et quand bien même l'ouverture à la concurrence résultant de la directive 96/92/CE ne produirait ses effets que progressivement, l'évolution de l'organisation et du fonctionnement du secteur de l'électricité en France.<sup>418</sup>

La nouvelle loi de l'électricité devrait répondre aux objectifs de la directive 96/92/CE afin de servir de base à l'organisation électrique rénovée de la France.<sup>419</sup> Ces objectifs étaient globalement une politique énergétique clarifiée, un système électrique modernisé, un service

---

<sup>417</sup> GLACHANT Jean - Miche, FINON Dominique, « Introducing competition in the French electricity supply industry: erosion of the public hierarchy by the European institutional integration », ELGAR Edward, Competition in European electricity markets, a cross-country comparison, UK, 2003, p. 257.

<sup>418</sup> La loi du 29 octobre 1974 relative aux économies d'énergie, la loi du 19 juillet 1977 qui donne les pouvoirs au gouvernement de fixer les conditions financières de mise à disposition et de vente de l'électricité, l'ordonnance du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence, le décret n° 88-850 du 29 juillet 1988 relatif au prix de l'électricité étaient une partie de la législation qui organise les prix d'électricité et la concurrence dans le marché électrique français entre la période de la nationalisation et la libéralisation.

<sup>419</sup> RICHER Laurent, L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé, CJEG n° 583, janvier 2002, p. 26.

public conforté, le rôle d'EDF renouvelé et une régulation incontestée, la sécurité d'approvisionnement, l'implication des pouvoirs publics et l'accès pour tous à une électricité à prix abordable.<sup>420</sup>

Antérieurement à la saisie du projet de loi au parlement en 1998, le gouvernement français ayant conscience des enjeux que la nouvelle organisation présente pour la vie sociale et économique de la France et l'importance de créer une nouvelle organisation de l'électricité dans la politique énergétique française, a choisi de lancer un travail de concentration dont la qualité était essentiel pour la réussite de la transposition de la directive 96/92/CE. Dans ce but, le Livre Blanc a été préparé pour identifier les enjeux et les besoins du secteur français de l'électricité et mieux déterminer les propositions des articles du projet de loi pour le nouveau service public de l'électricité en France.<sup>421</sup>

Sur la base du Livre Blanc intitulé « *Vers la future organisation électrique française* » préparé par le Gouvernement français dans un contexte de concurrence croissante par le secrétaire d'État à l'Industrie, le secteur de l'électricité a dû s'adapter aux nouveaux défis en répondant aux objectifs ambitieux de service public.<sup>422</sup>

Le Gouvernement français a demandé en 1993 à une commission présidée par M. Claude Mandil<sup>423</sup> de lui présenter un rapport<sup>424</sup> sur une éventuelle évolution du système électrique français.<sup>425</sup> Préparé au nom du gouvernement par le secrétaire d'État à l'industrie, le « *Livre Blanc* » sur la future organisation électrique française afin de préparer la transposition en droit français la directive 96/92/CE. Ce document présente les orientations envisagées par les pouvoirs publics en vue d'une vaste concentration. Le Livre Blanc a mis l'accent sur divers thèmes majeurs tels que les suivants: la pérennisation du service public, qui devra être conforté, la modernisation du système électrique français, « *au service de la compétitivité et de la croissance* », le rôle central des réseaux de transport et de distribution « *au service de tous* », la place éminente de l'établissement public EDF, assurée par « *la*

---

<sup>420</sup> GLACHANT Jean-Miche, FINON Dominique, « Introducing competition in the French electricity supply industry : erosion of the public hierarchy by the European institutional integration », ELGAR Edward, Competition in European Electricity Markets, A Cross-Country Comparison, UK, 2003, p. 259.

<sup>421</sup> RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 35. « En l'état actuel des textes sur l'électricité, les notions de service public, d'entreprise publique et de monopole continuent à coïncider largement, mais le régime du service public défini par la loi de 2000 porte en lui les germes d'une évolution vers moins de suspension du marché, plus d'ouverture et donc de régulation ».

<sup>422</sup> MARTIN Jean-Marie, « Marché Intérieur de l'Énergie et Politique Énergétique Communautaire », « Économie et Politique de l'Énergie », Armand Colin, Cursus, Paris, 1992, p. 152.

<sup>423</sup> Le directeur général à la direction générale de l'énergie et des matières premières au ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

<sup>424</sup> Le rapport « *Mandil* ».

<sup>425</sup> CJEG, avril 1994, p. 153 - 189.

*compétence et le savoir faire de son personnel* », et dernièrement le développement d'une « *régulation adaptée* ». <sup>426</sup>

Dans la loi de nationalisation, comme il n'y avait pas de définition explicite des termes « *service public* » <sup>427</sup>, le Livre Blanc a proposé d'inscrire dans le futur texte législatif une définition des missions de service public sur les principes traditionnels telles que la continuité <sup>428</sup>, l'universalité <sup>429</sup> dans des conditions d'égalité, de qualité, d'adaptabilité et de recherche du moindre coût. <sup>430</sup>

Quant à la « *modernisation du système électrique* », le Livre Blanc a réaffirmé l'intention des pouvoirs publics de procéder à la programmation à long terme des investissements et d'organiser des appels d'offres et de délivrer des autorisations pour les nouveaux moyens de production comme prévu dans l'article 3 § 2 de la directive 96/92/CE. Le choix des producteurs indépendants en matière de production donnerait lieu à la mise en œuvre de la procédure d'autorisation <sup>431</sup>. En outre, il était également prévu des appels d'offres pour la création de nouveaux moyens de production en prenant en compte les différentes missions d'intérêt général. <sup>432</sup>

Conformément à l'article 7 de la directive 96/92/CE, le Livre Blanc a proposé de désigner EDF en tant que le gestionnaire unique du réseau de transport, l'ensemble des acteurs de l'organisation électrique française y ayant libre accès dans le but de « *maintenir les réseaux au service de tous* ». <sup>433</sup> Ceci a été fait en vue d'assurer l'indépendance de l'activité de gestion du réseau et sa séparation des activités de production exercées en concurrence avec d'autres producteurs ainsi que des activités de distribution.

---

<sup>426</sup> RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 36. « *Le titre VI de la loi du 10 février 2000, consacré à la régulation, traite seulement de l'autorité de régulation spécialisée, la Commission de régulation de l'électricité. Or, si l'on se réfère au modèle de droit de la régulation généralement admis en matière de droit de la régulation généralement admis en matière de réseaux, il ne se réduit pas à l'existence d'une autorité de régulation, aussi importante soit-elle, on y trouve aussi au moins une autre exigence, qui est celle de la séparation des fonctions et de l'indépendance des maîtres du réseau* ».

<sup>427</sup> Au titre des moyens d'assurer le service public, conformément à certaines des dispositions de la directive 96/92/CE, le champ des missions de service public inclut la contribution à l'indépendance énergétique nationale et à la sécurité des approvisionnements, dans une perspective à long terme, à la recherche et au développement technologique, à la diversification des sources techniques d'approvisionnement d'électricité (recours aux « *énergies renouvelables* », cogénération), et à la protection de l'environnement. I. Belkhou, l'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public, Montpellier 1, thèse, 2007, 368 p., I. Eklund et M. A. Frison - Roche, l'idée de service public est-elle encore soutenable?, Puf, 1999, 261 p., Service public et lien social, L'Harmattan, 1999, 425 p.

<sup>428</sup> Garantir le service tout le temps. « Il n'y a pas de définition légale de la notion de service public: c'est tout à la fois une construction jurisprudentielle et doctrinale ». SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 235., P. Lombart, « Le service public, au coeur du secteur de l'énergie », RJEP mars 2011.1, P. Bauby, « La notion d'intérêt général dans le domaine de l'énergie », Rev. de l'énergie 2008, n° 583, p. 161.

<sup>429</sup> Sur tout le territoire.

<sup>430</sup> BRÉVILLE Anne, VIDAL Laurent, « Approche générale aspects juridiques », Annales de la Régulation, Volume 1, Bibliothèque de l'Institut André Tunc, LGDJ, 2006, Quatrième partie : Applications : La régulation des réseaux énergétiques, p. 243 - 269.

<sup>431</sup> Les autorisations seraient prévues d'être principalement délivrées dans trois cas: celui des installations continuant à bénéficier d'une obligation d'achat, celui d'installations innovantes et celui des autoproducteurs ou producteurs indépendants voudront vendre tout ou partie de leur production à des consommateurs éligibles.

<sup>432</sup> Les articles 4 et 5 de la directive 96/92/CE.

<sup>433</sup> BRÉVILLE Anne, VIDAL Laurent, « Approche générale aspects juridiques », Annales de la Régulation, Volume 1, Bibliothèque de l'Institut André Tunc, LGDJ, 2006, Quatrième partie : Applications : La Régulation des Réseaux Énergétiques, p. 246.

En contrepartie d'une « *juste rémunération* », le Livre Blanc soulignait également que l'usage des réseaux serait garanti afin d'assurer des conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution par deux modes d'accès prévus par la directive 96/92/CE : accès des tiers au réseau<sup>434</sup> et acheteur unique.<sup>435</sup>

Le Livre Blanc a indiqué la nécessité de réaffirmer les « *missions d'EDF* » qui serait resté un acteur majeur de la production d'électricité et à la fois le propriétaire et gestionnaire du réseau de transport et continuera la distribution d'électricité avec les DNNs. Par ailleurs, en supplément de l'existence du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, le Livre Blanc a proposé une instance de régulation spécialisée et dotée de pouvoirs de sanction et dont les interventions seront articulées avec celles du Conseil de la concurrence et des tribunaux. Il convient de préciser qu'au cours de la transposition de la directive 96/92/CE, la France était libre de définir clairement les objectifs propres et les moyens de sa politique énergétique ainsi que les missions du service public.

Enfin, cinquante ans après la loi de nationalisation, la transposition de la directive 96/92/CE sur le marché intérieur de l'électricité a offert l'occasion de fixer des objectifs ambitieux pour le secteur d'électricité en France.

Dans le cadre de ce travail doctoral, nous évoquons non seulement leurs rédactions initiales à la date d'entrée en vigueur, mais aussi aborderons leur situation de l'applicabilité sous la forme de modification ou l'abrogation apportée notamment avec les lois suivantes. Notamment, le code de l'énergie qui a été promulgué par l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011, prévoit plusieurs abrogations et modifications des lois précédentes qui ne répondent plus aux besoins du marchés électrique et gazier actuels confrontant avec les obligations des directives européennes énergétiques afin d'aborder à un marché libéral de l'énergie dans l'Union européenne.

Les lois françaises de transposition dites « *les lois sur le service public de l'électricité* » envisagent l'ouverture du marché électrique dans lequel les impératifs de la concurrence et du service public coexistent. La directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 et ses lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, ont permis au secteur de l'électricité d'entrer dans la concurrence au sein du marché intérieur de l'Union européenne. La directive du 26 juin 2003 a accéléré cette orientation.

---

<sup>434</sup> L'article 17 de la directive 96/92/CE.

<sup>435</sup> L'article 18 de la directive 96/92/CE.

La France a opté de procéder à une transposition « *a minima* » de la directive 96/92/CE et gardé le niveau de l'ouverture de son marché de l'électricité à 30 % jusqu'en 2000. Avant l'expiration du délai de la formulation des demandes de transition de la directive 96/92/CE, le 19 février 1998, la France a demandé à la Commission européenne de bénéficier du régime transitoire prévu par l'article 24 de la directive 96/92/CE. Le régime transitoire était conditionné aux engagements liés aux contrats d'achat de l'électricité produite par les producteurs autonomes de pointe par EDF, les engagements d'EDF liés à l'abandon de la centrale SuperPhénix et les engagements liés au régime spécial de retraite des personnels des industries électriques et gazières. La Commission européenne a trouvé insuffisants les motifs de la France en matière de bénéfice du régime transitoire par sa décision n° 99/791/CE du 8 juillet 1999 relative à la demande de régime transitoire introduite conformément à l'article 24 de la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.<sup>436</sup>

La proposition de la directive 96/92/CE était d'entrer graduellement à la concurrence dans le marché électrique auquel des concessions de service public pouvaient être transférées. Pour l'application de la directive 96/92/CE en France de manière effective, il fallait faire plus d'efforts sous la garantie de la préservation des dispositions du service public. En plus, la modification de l'organisation du marché de l'énergie qui a été construite sous le monopole public nécessitait un travail délicat pour assurer le passage sain du marché énergétique à la concurrence.

Malgré toutes les précautions prises suite à la décision de la Commission européenne du 11 décembre 1999<sup>437</sup> par laquelle la demande de la France de bénéficier du régime de mesures transitoires avait été refusée, le législateur français était en retard pour la transition des dispositions de la directive 96/92/CE en droit français. En vertu de l'article 27 § 1 de la directive 96/92/CE la France a adopté le 10 février 2000 la loi n° 2000-108 « *relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* »<sup>438</sup> par l'assemblée nationale et promulguée par le président de la république et publiée au journal officiel du 11 février 2000<sup>439</sup>. La loi n° 2000-108 du 10 février 2000<sup>440</sup> qui transposa avec retard la directive

---

<sup>436</sup> JOCE n° L 319 du 11 décembre 1999, pp. 6 - 11.

<sup>437</sup> La décision n° 99/791/CE de la Commission de la date du 8 juillet 1999 relative à la demande de régime transitoire introduite par la France.

<sup>438</sup> La loi n° 2000-108 du 10 février 2000, JORF du 11 février 2000, pp. 2143 - 2159.

<sup>439</sup> Le texte de la loi n° 2000 - 108 a reproduit dans le numéro spécial du CJEG, février 2000.

<sup>440</sup> LARÈRE Séverine, Présentation des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 relative à l'électricité, Chronique, CJEG n° 599, juin 2003, p. 323 - 329.

98/30/CE du 22 juin 1998 relative au marché intérieur du gaz naturel<sup>441</sup>, la loi n° 2004-803 du 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz<sup>442</sup> qui transposa la directive 2003/54/CE en droit français et la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 relative au programme fixant les orientations de la politique énergétique.<sup>443</sup>

La directive 96/92/CE laissa aux États membres une marge de manœuvre pour mettre en place leur propre processus juridique sur la libéralisation du marché énergétique en suivant le régime d'accès aux réseaux non-discriminatoires et équitables basés sur la politique européenne de l'ouverture des marchés électriques à la concurrence. L'objectif principal de toutes ces dispositions était de régler et harmoniser les dispositions sur la libéralisation des activités économiques provenant des infrastructures appartenant aux opérateurs historiques monopolistiques.

Les États membres y compris la France ont accepté de suivre la politique commune de l'ouverture des marchés électriques sous les deux conditions principales : maintenir l'opérateur historique dans l'exercice de ses activités et respecter les missions de service public par l'ensemble des opérateurs.

Dans la nouvelle organisation de la gestion des réseaux publics de transport et de distribution, la transposition des obligations de la séparation comptable et gestion était plus facile. N'étant pas absolu pour tous, le droit d'accès aux réseaux électriques a été reconnu dans la loi du 10 février 2000 et la loi du 3 janvier 2003. À propos du droit d'accès aux réseaux les opérateurs ont également été dotés du droit de refuser ou de conditionner l'accès aux réseaux.

Les aspects de la législation et de la jurisprudence française transposant les directives européennes sur l'énergie prévoyaient d'organiser le démantèlement progressif des monopoles sur la production, l'importation et l'exportation d'électricité et de introduire le régime d'accès aux réseaux électriques en transformant l'organisation des monopoles naturels, notamment le transport et la distribution d'électricité. Le régime de l'accès aux réseaux imposait aux gestionnaires des infrastructures de transport et de distribution d'électricité de permettre aux opérateurs d'utiliser leurs infrastructures pour mettre en œuvre

---

<sup>441</sup> JO L - 204/1 du 21 juillet 1998.

<sup>442</sup> La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, JO n° 185 du 11 août 2004, p. 14256, ci-après « la loi du 9 août 2004 ».

<sup>443</sup> La loi n° 2005-781 du programme fixant les orientations de la politique énergétique, JO n° 163 du 14 juillet 2005, p. 11570.

leurs contrats d'approvisionnement en électricité. La législation française a accompagné l'ouverture du marché et la redéfinition du service public de l'électricité.

## SECTION 1.

### LES NOUVEAUTÉS APPORTÉES

#### PAR LA LOI N° 2000 - 108 DU 10 FÉVRIER 2000

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 a développé une approche moderne du service public et introduit l'ouverture à la concurrence des activités électriques par l'accès aux réseaux avec des nouvelles définitions des missions et principes du service public adaptés au secteur de l'électricité.<sup>444</sup> La reconnaissance du droit de maintenir la gestion des activités de transport et de distribution d'électricité sous monopole, il existait des risques d'entraves à la concurrence dans le cadre de l'utilisation des réseaux électriques.<sup>445</sup> Dans le but d'introduire une concurrence équitable et non-discriminatoire dans le système des réseaux, les entreprises électriques devraient exercer les arrangements nécessaires dans leur gestion afin de garantir les services nécessaires dans le marché transparent de l'électricité.<sup>446</sup>

Il convient d'analyser les lignes directrices des dispositions de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 à propos de la nouvelle organisation du marché électrique en France et d'identifier les difficultés rencontrées par les acteurs et les consommateurs du marché électrique. En faisant cela, nous évoquons sous cette sous-section le concept du service public, le cadre général des activités de transfert et de distribution d'électricité, la question de l'accès aux réseaux publics prévu par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et le processus de régulation du marché de l'électricité assurant l'équilibre entre concurrence et service public pendant la libéralisation de ce dernier.

La définition du service public de l'électricité a donné lieu un subtil dégradé dans l'article 1 § 1<sup>447</sup> de la loi n° 2000-108 qui a indiqué l'objet du service public en tant que garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national.<sup>448</sup> Le même alinéa a également souligné l'idée que le service public de l'électricité était au service de l'intérêt général.

---

<sup>444</sup> CHARBIT Nicolas, Le droit nouveau de l'énergie: la transposition des directives sur l'électricité et le gaz en France, Recueil Dalloz, 2000, p. 463. GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité : une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 123 -156.

<sup>445</sup> BATAIL Jacques, Vers les nouvelles organisations électriques et gazières françaises, novembre 1999, p. 11 - 18.

<sup>446</sup> BARTHÉLEMY Christophe, L'ouverture du marché de l'électricité et l'adaptation du service public, Chroniques, CJEG, juin 2000, p. 211 - 249.

<sup>447</sup> L'article 1 de la loi n° 2000 - 108 a été abrogé par l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 - art. 4.

<sup>448</sup> Incluant par cette formule les territoires d'outre-mer, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte dans le périmètre géographique du service public.



Quant au rôle du service public dans le marché de l'électricité, il s'est déterminé dans l'article 1 § 2 sur les trois principaux piliers de la politique nationale de l'énergie tels que l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la gestion optimale des ressources nationales et la maîtrise de la demande d'énergie. Dans ce but, ledit alinéa prévoyait que le service public de l'électricité avait la mission de contribuer « *l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, comme à l'utilisation rationnelle de l'énergie* ». <sup>449</sup>

Le service public de l'électricité jouait également un rôle important en matière de cohésion sociale, du développement de l'environnement, de recherche, de défense et de sécurité publique et du développement du territoire. <sup>450</sup> La nouvelle loi sur le marché de l'électricité a indiqué les principes généraux de gestion du service public de l'électricité tels qu'égalité, continuité, adaptabilité. Le principe d'égalité signifie l'obligation de desserte et le principe de péréquation géographique des tarifs.

Par ailleurs, l'égalité du service public dans la doctrine et la jurisprudence s'entend comme une absence de discrimination entre personnes placées dans une même situation et non comme un absolu des conditions de traitement. Le principe de continuité s'applique, en générale, à la fourniture de l'électricité et celui d'adaptabilité permet à l'opérateur chargé du service public de modifier unilatéralement les modalités de mise en œuvre des obligations de service public.

Les missions du service public en tant que développement équilibré de l'approvisionnement, développement et exploitation des réseaux publics de transport et de distribution, fourniture d'électricité ont été disposées dans l'article 2 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000. La mission du développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a le double objectif prévu par l'article 2, § I (1) et (2) c'est à dire réaliser la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie et garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental. Il importe de trouver une répartition harmonieuse et conforme à

---

<sup>449</sup> GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité: une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 124.

<sup>450</sup> L'article 1 § 3 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

l'intérêt général entre les énergies primaires, les techniques de production, les localisations géographiques des sites de production, les pays d'origine de l'importation.

Quant au développement et à l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution, les réseaux publics<sup>451</sup> étant des monopoles naturels, exclus du champ du service public ont été visés à se développer pour assurer la desserte rationnelle du territoire par les différents réseaux et le raccordement et l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de transport et de distribution.

D'ailleurs, il fallait assurer la mission de fourniture d'électricité sur l'ensemble du territoire français pour tous les clients non éligibles en concourant à la cohésion sociale, au moyen de la péréquation géographique nationale des tarifs, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'électricité.<sup>452</sup> Cette fourniture d'électricité s'effectue par le raccordement aux réseaux publics ou par la mise en œuvre des installations de production d'électricité. Pour garantir le droit à l'électricité à tout le monde, en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée, la mission d'aide à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité était élargie pour leur permettre de bénéficier.

L'article 2 § II confirmait, par ailleurs, le monopole d'EDF sur le transport d'électricité et son quasi - monopole sur la distribution de l'électricité. C'est ainsi que la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 confirmait en matière de transport, la mission de service public consistant au développement et à l'exploitation du réseau qui incombe à EDF seul et que, pour la distribution, cette mission a été partagée entre EDF et les DNNs sur leur périmètre d'intervention. Il a également été prévu dans le même article, que les charges résultant de la mission de service public liée aux réseaux sont réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité institué par l'article 33 de la loi de nationalisation.<sup>453</sup>

En vertu de l'alinéa 1 de l'article 3<sup>454</sup> de la loi du 10 février 2000 « *Le Gouvernement prend les mesures nécessaires à la mise en œuvre des missions du service public de*

---

<sup>451</sup> Les lignes directes ouvertes entre producteurs et consommateurs sont exclut de champ du service public.

<sup>452</sup> CHARBIT Nicolas, Le droit nouveau de l'énergie: la transposition des directives Électricité et Gaz en France, Recueil Dalloz, 2000, p. 463.

<sup>453</sup> LEGALL Arnaud, Les aspects repressifs de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG n° 587 mai 2002, p. 287-294.

<sup>454</sup> L'article L. 121 - 45 créé par ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 - art. (V) a été remplacé cet article. « *L'Etat, les communes ou leurs établissements publics de coopération organisent, chacun pour ce qui le concerne, le service public de l'électricité et le service public du gaz. Les ministres chargés respectivement de l'énergie et de l'économie ainsi que les autorités organisatrices de la distribution d'électricité et du gaz veillent, chacun en ce qui le concerne, au bon accomplissement des missions du service public de l'électricité et du service public du gaz naturel définies au présent chapitre ainsi que, dans le respect des compétences propres de la Commission de régulation de l'énergie, au bon fonctionnement des marchés* ».

*l'électricité prévues par la présente loi* » et l'alinéa 2 rappelle que le ministre chargé de l'énergie, le ministre chargé de l'économie et les autorités citées dans les lois relatives veillent au bon accomplissement des missions de service public et du marché de l'électricité. Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil de la concurrence, les Commissions départementales d'organisation et de modernisation des services publics concourent à l'exercice des missions leur incombant.

Dans le but d'examiner les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité, la création d'un observatoire national du service public de l'électricité auprès du conseil économique et social, a été prévue par l'article 3 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.<sup>455</sup>

## **§ 1. Les tarifs et les activités du marché électrique pendant la libéralisation**

### **A. Les tarifs de l'électricité**

#### **1. Les tarifs et le plafond de prix**

Les recettes provenant des ventes d'électricité constituaient le premier moyen de financement du service public de l'électricité. Les pouvoirs publics étaient chargés de définir les tarifs et les plafonds de prix par avance selon le principe d'égalité. Ces tarifs portaient sur la vente d'électricité aux clients non éligibles, la vente d'électricité aux distributeurs non nationalisés, la fourniture d'électricité de secours aux consommateurs éligibles et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Les dispositions<sup>456</sup> du Code du commerce concernant la liberté des prix et de la concurrence s'appliquent au prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné au paragraphe I de l'article 4-1 de la loi du 10 février 2000, aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, aux tarifs d'utilisation des réseaux

---

<sup>455</sup> Par la loi organique n° 2010 - 704 du 28 juin 2010 art. 21 (V), cet observatoire national a été en tant qu' « *Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz* ». Cet article a été abrogé par l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 article 4. L'article 6 de l'ordonnance dispose que « *L'abrogation des dispositions mentionnées à l'article 4 ne prendra effet qu'à compter de la publication des dispositions réglementaires correspondantes du code de l'énergie pour ce qui concerne à l'article 3, les troisième à dixième alinéas. C'est cela que la fin de vigueur est encore aujourd'hui une date indéterminée* ».

<sup>456</sup> Le deuxième alinéa de l'article L. 410 - 2 du Code de commerce.

publics de transport et de distribution et aux tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux.<sup>457</sup>

Les tarifs aux usagers domestiques tenaient compte, pour les usagers dont les revenus du foyer sont, au regard de la composition familiale, inférieurs à un certain plafond, du caractère indispensable de l'électricité en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale « *produit de première nécessité* ». Cette tarification spéciale était applicable aux services liés à la fourniture d'électricité. En vue de la mise en place de cette disposition, chaque organisme d'assurance maladie constituait un fichier regroupant les ayants droit potentiels. Ces fichiers étaient transmis aux distributeurs d'électricité ou à un organisme désigné à cet effet par les distributeurs, afin de leur permettre de notifier aux intéressés leurs droits à la tarification spéciale.

Après l'ouverture à la concurrence de la production d'électricité, il convient d'analyser la pertinence du maintien de prix réglementés pour la vente d'électricité aux distributeurs non - nationalisés.<sup>458</sup> Les coûts se basent sur ceux de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins. Toutes les décisions sur les tarifs et plafonds de prix sont prises conjointement par les Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité (« CRE »)<sup>459</sup> pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, et sur son avis pour les autres tarifs et les plafonds de prix. Dans le but d'accomplir cette mission, le dernier alinéa du paragraphe 3 de l'article 4 a prévu que les avis de la CRE sont fondés sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs.<sup>460</sup>

## 2. Les mécanismes de compensation

---

<sup>457</sup> L'article 4 de la loi n° 2000 - 108 a été modifié deux fois par la loi n° 2010 - 1488 du 7 décembre 2010 article 11 et 13 et finalement abrogé par l'article 4 de l'ordonnance 2011 - 504 du 9 mai 2011.

<sup>458</sup> Rapport Bataille sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement de service public d'électricité, p. 168.

<sup>459</sup> CHARBIT Nicolas, Le droit nouveau de l'énergie: la transposition des directives Électricité et Gaz en France, Recueil Dalloz, 2000, p. 463.

<sup>460</sup> La version en vigueur de l'article 4 - I de la loi n° 2000 - 108 créée par la loi 2010- 1488 du 7 décembre 2010 et modifié par la l'ordonnance 2011 - 504 du 9 mai 2011 est comme suivante « IX. - *Tout fournisseur ayant conclu, avant la promulgation de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 précitée et afin de fournir en France les clients finals professionnels raccordés au réseau en basse tension dont la puissance souscrite n'excède pas 36 kilovoltampères et les clients domestiques, à l'issue d'une procédure d'enchère, un contrat avec Électricité de France pour l'acquisition de volumes d'électricité de base assorti d'une clause de prix complémentaire en cas de vente de l'électricité sur le marché de gros peut résilier ce contrat dans un délai maximal de trois ans à compter de la promulgation de la même loi. Cette résiliation ne peut donner lieu au paiement de quelque indemnité ou pénalité que ce soit. Elle ne peut donner lieu à l'application d'une facture complémentaire pour les quantités d'électricité ayant déjà été facturées. Cette résiliation ne fait pas obstacle à la possibilité pour Électricité de France de facturer, au prix prévu dans le contrat, les quantités d'électricité qu'elle a déjà livrées à la date de résiliation du contrat et qui n'ont pas été facturées à cette date. Le prix d'accès au contrat résultant de l'enchère mentionnée au premier alinéa du présent IX est réglé par le fournisseur à Électricité de France au prorata de la durée effective de livraison par rapport à la durée comprise entre la date de la première livraison et le 31 décembre 2012* ».

Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité étaient intégralement compensées.<sup>461</sup> Pour la part des charges des mission de service public déterminé par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 qui ne peut pas être financée par la vente de courant électrique à un prix fixé uniquement en fonction des caractéristiques intrinsèques de la fourniture et les coûts relatives à ces missions. Cette disposition risquait de relever une distorsion de concurrence dans le marché électrique pour les opérateurs chargés des missions de service public économiquement peu rentables. Les mécanismes de compensation avaient pour but de distinguer des fonds à attribuer les missions de service public incombant aux producteurs et aux distributeurs.

Deux types de surcoûts ont été prévus : ceux résultant des obligations que lui assignent les articles 8 et 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et ceux résultant de la garantie d'approvisionnement des consommateurs des zones insulaires. Dans le premier cas, EDF était obligé de conclure des contrats d'achat avec les candidats retenus dans le cadre de la procédure d'appel d'offres et de l'obligation d'achat d'électricité. Cette affaire suscitait un surcoût pour EDF. Dans le deuxième cas, en raison de l'étroitesse de la demande, les producteurs des zones non-interconnectées aux réseaux métropolitains continentaux recouraient à des moyens légers de production.

Le calcul de ces charges et des surcoûts se faisait sur la base d'une compatibilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportaient. La compensation des charges était assurée par un fonds du service public de la production d'électricité, dont la gestion comptable et financière était assurée par la caisse des dépôts. Le fonds est alimenté par certaines contributions dues par les producteurs ou leurs filiales par les fournisseurs. Le montant des contributions était calculé en fonction du volume d'électricité livré aux clients finals. Les opérateurs supportant les charges ne versaient au fonds que leur contribution nette ou ne recevaient du fonds qu'une compensation nette.

Dans un système de quasi-monopole d'EDF, le nombre des DNNs conserva leur présence dont ceux desservant des zones rurales confrontaient à des surcoûts principalement liés à la dispersion de l'habitat. Ces surcoûts faisaient l'objet de la compensation de l'article 33 de la loi de nationalisation ayant institué un fonds de péréquation de l'électricité géré par EDF. Les charges découlant des missions en matière d'exploitation des réseaux publics et de

---

<sup>461</sup> L'article 5 § 1 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

cohésion sociale réparties entre les organismes de distribution par le fonds de péréquation de l'électricité.

Dans son rapport annuel la CRE évaluait chaque année le fonctionnement du fond du service public de la production d'électricité. Afin de mettre en œuvre l'article 5 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000, la convention nationale a été signée entre l'État et EDF-GDF. Selon cette convention l'État et les deux établissements publics s'étaient engagés à financer l'aide financière aux personnes et aux familles en état de précarité.<sup>462</sup>

En parallèle de ladite convention, au niveau local, des conventions dites « *pauvreté - précarité* » ont été signées dans chaque département, qui relayait la convention nationale.<sup>463</sup> Il convient de souligner que la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 n'a pas modifié des dispositions relatives au fond d'amortissements des charges d'électrification (« FACE »<sup>464</sup>) qui ont continué à aider les communes et les départements à faire face à leurs charges d'électrification.

## **B. La production d'électricité**

L'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité concerne, en général, l'activité de production. Les choix de production prévus par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 avaient une influence caractéristique sur la politique française de l'énergie. Dans le cadre de la production d'électricité la loi du 10 février 2000 a prévu une programmation pluriannuelle des investissements, une procédure d'autorisation d'exploitation et d'appels d'offres et l'obligation d'achat pour l'opérateur historique EDF et en matière de production d'électricité a également déterminé les rôles des collectivités territoriales.<sup>465</sup>

### **1. La programmation pluriannuelle des investissements (« PPI »)**

Aux termes de l'article 6 de la loi du 10 février 2000, une loi d'orientation sera exposée les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production et le Ministre de l'Énergie aura périodiquement arrêté une programmation pluriannuelle des investissements de production. Cette programmation pluriannuelle des

---

<sup>462</sup> KAPENSCHIF Michael, La notion d'aide d'État, application au secteur de l'énergie, Chronique, CJEG n° 595, février 2003, p. 51 - 66.

<sup>463</sup> À cette fin, les commissions ont été créés afin d'examiner les dossiers des familles ou des personnes demandant une aide. Seules ces commissions décident in fine de la prise en charge partielle ou totale des factures d'énergie des demandeurs. EDF - GDF ne participent pas à ces instances.

<sup>464</sup> Créé par l'article 108 de la loi de finances du 31 décembre 1936 et dont l'existence a été confirmée par l'article 38 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>465</sup> BARTHÉLEMY Christophe, L'ouverture du marché de l'électricité et l'adaptation du service public, Chroniques, CJEG, juin 2000, p. 213.

investissements garantissait aux pouvoirs publics une réelle maîtrise sur la politique française de l'énergie. Cette tentative trouve son origine dans l'article 3 § 2 de la directive 96/92/CE imposant aux États membres « *une planification à long terme* ». <sup>466</sup>

La PPI a été prévu à se préparer d'une manière souple en laissant une marge de manœuvre assez large aux producteurs décentralisés, à la cogénération et aux technologies nouvelles. La PPI contenait des répartitions pour les énergies primaires utilisées <sup>467</sup>, pour les techniques de production utilisées <sup>468</sup> et pour la répartition géographique des sites de production tant pour des raisons liées à l'aménagement et au développement du territoire qu'à cause des risques d'engorgement des réseaux que pourrait créer une distribution géographiquement déséquilibrée des unités de production.

L'article 6 § II de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 prévoyait les personnes qui pouvaient exploiter les nouvelles installations dans le cadre de la PPI. Selon cette disposition, les personnes ayant obtenu une autorisation d'exploiter délivrée par le Ministre de l'Énergie, conformément à l'article 7 du projet de loi, les personnes ayant remporté un appel d'offres en application de l'article 8, et les communes et les établissements publics de coopération intercommunale, autorisés dans des conditions précisées dans les articles 2224-32 et 2224-33 du code général des collectivités territoriales. Notamment, pour l'octroi et la suspension des autorisations, le Ministre de l'Énergie était chargé de prendre des mesures temporaires de sauvegarde en cas de crise grave et de menace pour la sécurité ou sûreté des réseaux et installations électriques sur le marché de l'énergie.

Quant à l'autorisation d'exploitation de l'électricité, les opérateurs souhaitant produire de l'électricité devaient obtenir une autorisation nominative et incessible délivrée par le ministre chargé de l'énergie. Dans le cas de changement d'exploitant, l'autorisation était transmise au nouvel exploitant par la décision du Ministre de l'Énergie. Pour maintenir la transparence dans la mise en œuvre de la PPI, le Ministre de l'Énergie publiait les principales caractéristiques en tant que capacité de production, sources d'énergie primaire, technique de production et localisation.

---

<sup>466</sup> Investments in gas infrastructures and the role of EU national regulatory authorities, Council of European Energy Regulators, mai 2005, p. 59.

<sup>467</sup> Énergie nucléaire, énergies fossiles, énergies renouvelables.

<sup>468</sup> Le centrale nucléaire classique, EPR, centrale à lit fluidisé circulant, cycle combiné au gaz, central thermique classique, usine de cogénération, éolienne.

Les titres administratifs délivrés en application de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, à savoir les concessions pour les installations dont la puissance excédait 4 500 kW et les autorisations pour les équipements de plus faible puissance, valaient autorisation. En outre, toutes les installations existantes à la date de la publication de ladite loi étaient réputées autorisées.<sup>469</sup> Après avis de la Commission de régulation de l'électricité, le Ministre de l'Énergie désignait les candidats retenus et leur délivre les autorisations prévues dans l'article 7.

## 2. L'appel d'offres et l'obligation d'achat

Lorsqu'une divergence était constatée entre les objectifs définis par la programmation pluriannuelle et les intentions des investisseurs, une procédure d'appel d'offres pourrait être lancée. À la lumière des articles 4 et 6 de la directive 96/92/CE, le législateur français a initialement rédigé l'article 8 de la loi du 10 février 2000 en disposant que « *Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres, après avis du gestionnaire du réseau public de transport et, le cas échéant, de chaque gestionnaire de réseau public de distribution concerné* ».<sup>470</sup>

Grâce à sa mission d'ajustement de la structure du parc de production aux objectifs de la PPI, la procédure d'appel d'offres était un instrument important dans la diversification des sources d'énergie dans le cadre de la politique française de l'énergie. « *Le Ministre de l'Énergie définit les conditions de l'appel d'offres que la Commission de régulation de l'électricité met en œuvre sur la base d'un cahier des charges détaillé* ».<sup>471</sup> L'objet de l'appel d'offres était précisé selon la suite du même alinéa de l'article 8 étaient « *les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques, financières, l'utilisation attendue et la région d'implantation de l'installation de production* ». L'appel d'offres a été prévu en tant que procédure destinée aux énergies renouvelables et étroitement liée à la politique française de l'énergie.

---

<sup>469</sup> Les projets d'installation de cogénération autorisés en application du décret du 20 mai 1955 devraient être réputés autorisés au titre du nouveau régime.

<sup>470</sup> BARTHÉLEMY Christophe, L'ouverture du marché de l'électricité et l'adaptation du service public, Chroniques, CJEG, juin 2000, p. 211 - 249.

<sup>471</sup> L'alinéa 2 de l'article 8 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.



La Commission de régulation met en œuvre l'appel d'offres et rédige le cahier des charges en s'appuyant sur les conditions de l'appel d'offres définies par le ministre chargé de l'énergie de manière à s'adresser à toute personne « *exploitant ou désirant construire et exploiter* » une unité de production.

Les appels d'offres visent à orienter la structure de la production de l'électricité et à la fois jouent un rôle important sur les besoins en énergie primaire. Afin de favoriser le développement de certaines techniques de production d'électricité, le dernier alinéa oblige EDF à passer un contrat d'achat<sup>472</sup> d'électricité avec le candidat retenu.<sup>473</sup> Par contre, l'obligation d'achat du droit commun a pour objet de garantir aux marchés permanents à certaines productions bénéfiques.

Quant aux critères d'attribution des autorisations et élaboration des conditions des appels d'offres, l'article 9 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 définit une liste qui laisse une large marge de manœuvre au ministre de l'énergie. Les critères d'attribution sont liés, en général, aux exigences de sûreté des réseaux publics, des installations et équipements associés (1), à la localisation et aux conditions d'implantation des sites de production (2), aux performances techniques des procédés de production d'électricité d'où la mention du critère d'efficacité énergétique (3)<sup>474</sup>, aux capacités techniques, économiques et financières du candidat (4), à la compatibilité avec les exigences du service public.

Quant à l'obligation d'achat d'électricité, comme on l'avait analysé dans la première partie de ce travail, le monopole de production créé par la loi de nationalisation était assorti de dérogations. L'article 8 de la loi de nationalisation exclut les installations de production de faible importance<sup>475</sup>, les installations annexes à de réseaux de chaleur et les installations d'autoproduction réalisées par des collectivités pour leur propre utilisation dès lors que, dans ce dernier cas, ces installations présentent pour le service public un caractère accessoire. Les exceptions à la nationalisation en matière de production ont conduit les pouvoirs publics à instaurer une obligation d'achat par EDF et par les distributeurs non nationalisés mentionnés à

---

<sup>472</sup> « En 1973, la section du contentieux du Conseil d'État avait jugé que « *Les contrats d'achat par EDF de la production autonome étaient des contrats d'administratifs, non pas parce que ces producteurs auraient, du fait de cette obligation, été regardés comme participant à l'exécution même du service public mais en raison du régime exorbitant du droit commun auquel ces contrats étaient soumis et notamment du fait de leur caractère obligatoire et des compétences données au ministre chargé de l'électricité pour statuer sur certains désaccords* ». SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 200.

<sup>473</sup> Dans le cas où EDF serait le candidat retenu, un Protocole de cession doit être conclu entre les entités d'EDF chargées de la production et celles chargées de la fourniture.

<sup>474</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 92. « *L'un des objectifs essentiels de la Commission des Communautés est l'achèvement d'un marché du gaz et de l'électricité plus efficace, mieux intégré et plus concurrentiel, l'idée étant que la concurrence, en offrant une plus grande liberté de choix doit conduire à une baisse des prix et une allocation optimale des ressources* ».

<sup>475</sup> Inférieur à 8000 kVA.

l'article 23 de la loi du 8 avril 1946 de l'électricité produite par certains producteurs autonomes.

Le décret<sup>476</sup> n° 55-662 du 20 mai 1955 impose à EDF et aux DNNs de passer des contrats d'achat pour l'électricité produite par les producteurs autonomes. Néanmoins, ce décret ne permettait pas aux pouvoirs publics de suspendre l'obligation d'achat, ni de l'assortir de conditions particulières. Par la suite, le décret n° 94-1110 du 20 décembre 1994 a prévu la suspension de l'obligation d'achat pour EDF et DNNs en faveur de l'électricité produite à partir de la cogénération des énergies renouvelables et des déchets. La suspension a été appliquée d'abord pour une durée de trois ans<sup>477</sup> prévu par l'arrêté du 23 janvier 1995 et par la suite prolongée pour encore une durée de trois ans par l'arrêté du 20 janvier 1998.

L'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 prévoyait les limites de l'obligation d'achat. Selon le premier paragraphe de l'article 10, il faut que les producteurs intéressés demandent à EDF d'acheter leur production, seule l'électricité produite sur le territoire national peut faire l'objet d'un achat obligatoire et les achats sont effectués « *sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux* ».

Quant au rôle des collectivités territoriales en matière de production d'électricité dans le but de promouvoir la production décentralisée de l'électricité, l'article 11<sup>478</sup> de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 élargit la faculté donnée par la loi de nationalisation aux communes de produire de l'électricité et insérer des dispositions supplémentaires dans le code général des collectivités territoriales consacrée à la distribution et à production d'électricité.

## **§ 2. Les activités du marché électrique**

### **A. Le transport et la distribution d'électricité**

EDF désigne le transport d'électricité comme le gestionnaire unique du réseau public de transport d'électricité et impose à l'établissement public diverses obligations garantissant un accès et une utilisation du réseau transparents et non discriminatoires.

#### **1. Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (« GRT »)**

---

<sup>476</sup> Le décret n° 55 - 662 du 20 mai 1955 règle les rapports entre les établissements visés EDF et DNNs de la loi du 8 avril 1946 et les producteurs autonomes d'énergie électrique.

<sup>477</sup> Hors cogénération, énergies renouvelables et déchets.

<sup>478</sup> L'article 11 de la loi n° 2000 - 108 a été d'abord modifié par la loi n° 2010 - 788 du 12 juillet 2010 - art. 90 (V) et ensuite abrogé par l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 - art. 4.

## a. Le statut et les missions du GRT

En ce qui concerne l'ouverture à la concurrence du secteur de l'électricité<sup>479</sup>, l'activité de transport joue un rôle indispensable pour le bon fonctionnement du système et pour le jeu de la concurrence. À cette fin, l'article 7 de la directive 96/92/CE prévoit un GRT qui doit être indépendant au moins sur le plan de la gestion. C'est ainsi que le GRT peut être soit un organisme indépendant, soit une entité spécialisée dans le transport relevant d'un opérateur intégrant également les activités de production et/ou de distribution. L'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 énonce dans son second paragraphe que « *le gestionnaire du réseau public de transport est indépendant sur le plan de la gestion des autres activités d'Électricité de France* ». Avoir un gestionnaire indépendant en pratique était un exercice assez délicat au début pour EDF qui a dû réviser son organisation interne afin d'isoler complètement GRT des autres activités.

Le GRT exerce ses missions selon les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État et après avis de la Commission de régulation de l'électricité.

La modalité de désignation et de révocation du directeur du GRT a été précisée dans l'article 12 § 3. Selon cette disposition, « *le président d'EDF propose trois candidats au ministre chargé de l'énergie. Celui-ci nomme un de ces candidats au poste de directeur pour six ans, après avis de la Commission de régulation de l'électricité. Il ne peut être mis fin de manière anticipée aux fonctions de directeur que, dans l'intérêt du service, par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité transmis au ministre et notifié à l'intéressé* ». En plus, le GRT exerçant ses missions conformément aux principes du service public a son propre budget et ce budget et les comptes de GRT sont transmis à la Commission de régulation de l'électricité qui en assure la communication à toute personne.

---

<sup>479</sup> Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 93. « *Deux écoles sont en présence : la première considère que pour que la concurrence soit réelle, l'obligation faite au transporteur doit être complète. Celui-ci devrait donc répondre positivement à toute sollicitation. La seconde école, pour éviter les difficultés de la première école, considère que l'obligation du transporteur s'arrête à la capacité dont il dispose. L'accès pourrait être refusé à un nouvel entrant si sa demande excède les possibilités de transit du réseau. C'est le système de l'open access, qui présente aussi une difficulté majeure : n'ouvrir le réseau que dans la limite des capacités disponibles revient à accorder une priorité aux contrats en cours* ».

À propos de missions du gestionnaire du réseau public de transport, durant les travaux parlementaires, les missions de GRT ont été beaucoup discutées, certains ont supporté l'idée d'avoir un simple GRT « *gestionnaire du réseau* » *stricto sensu* qui sera chargé du *dispatching* national et inter-régional, et d'autres l'idée d'avoir un opérateur des infrastructures de transport.

En vertu de l'article 7 de la directive 96/92/CE, le GRT sera responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport ainsi que de ses interconnexions avec d'autres réseaux. Le deuxième alinéa de l'article 14 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 prévoit un schéma de développement du réseau public de transport à l'approbation du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'électricité.

Le GRT est chargé d'exploiter et d'entretenir le réseau public de transport d'électricité est responsable du développement du réseau aux activités d'ingénierie et de construction de lignes afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. Afin d'exercer ces missions, il élabore chaque année un programme d'investissements.<sup>480</sup>

L'article 14 § 4 de la loi n° 2000-108 dispose que « *le GRT puisse assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, un décret pris après avis du comité technique de l'électricité institué par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes mentionnées à l'article 24 de la loi n° 2000-108* ».

Quant aux modalités d'action du GRT, trois types d'action du gestionnaire de réseau de transport prévus par l'article 15 § 1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 sont les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation. Afin d'assurer techniquement l'accès au réseau public de transport<sup>481</sup>, le GRT met en œuvre les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation préalablement établis.<sup>482</sup>

---

<sup>480</sup> L'article 14 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>481</sup> Prévu par l'article 23 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>482</sup> L'article 15 § I de la loi n° 2000 - 108.

Les programmes d'appel sont indispensables pour les installations appelées à produire ou les importations à entrer sur le territoire. Les programmes d'approvisionnement sont établis par les distributeurs, les propriétaires et les gestionnaires de réseaux ferrés et par les personnes qui achètent de l'électricité pour la revendre aux clients éligibles et permettent d'évaluer la quantité et la répartition sur le réseau des flux d'électricité. Les programmes de consommation sont des instruments bien connus des *dispatchings*. La durée de ces programmes doit être raisonnable et compatible avec l'équilibre global des réseaux publics de transport et de distribution.

Le GRT doit également assurer l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur le réseau. En parallèle de ces missions, le GRT doit veiller au respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité.

Une autre mission du GRT est de veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité. Le GRT peut conclure des contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs.

#### **b. Le Réseau de Transport d'Électricité (« RTE »)**

La Commission européenne élabore le processus d'ouverture à la concurrence et vise à mettre fin aux monopoles juridiques d'importation, d'exportation, de production et de commercialisation de l'électricité et du gaz qui existaient dans la plupart des pays européens.

L'ouverture à la concurrence des industries des réseaux de l'électricité et du gaz a conduit à séparer, sur le plan comptable puis juridique, toutes les activités régulées de transport et distribution des autres activités de production et de commercialisation soumises à la concurrence. À cet égard, la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative au service public de l'électricité a prévu la production et le négoce d'électricité qui étaient désormais des activités concurrentielles, mais le transport et la distribution physique restent monopoles et régulés par la Commission de régulation de l'énergie<sup>483</sup> étant autorité indépendante chargée d'assurer le bon fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité et de surveiller l'accès aux infrastructures et la traitement non-discriminatoire vis-à-vis des utilisateurs des réseaux.

---

<sup>483</sup> GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité : une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 148.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité est un service d'EDF dont l'organisation est indépendante au sein de l'établissement public industriel et commercial EDF. Ce service dispose d'une dénomination qui lui est propre : Réseau de transport d'électricité (« RTE ») créé en 2000 en tant que service d'EDF indépendant au plan managérial, financier et comptable, en application de la directive 96/92/CE.

Au niveau comptable de l'activité vis-à-vis des autres activités d'EDF, RTE<sup>484</sup> est séparée par l'attribution d'un budget propre et par les modalités de nomination des directeurs. Le RTE exploite et entretient le réseau public des plus hautes tensions de transport d'électricité.<sup>485</sup>

Pour améliorer la fluidité du marché de l'électricité et faciliter les conditions d'accès au réseau de transport d'électricité considéré comme « *facilités essentielles* » étant les « *monopoles naturels* », RTE met en place des contrats de « *responsables d'équilibre* ». L'opérateur historique EDF et les nouveaux entrants seront traités de façon impartiale et neutre sur le marché de l'électricité. Le responsable d'équilibre est un interlocuteur privilégié du RTE qui est responsable au regard de la loi du 10 février 2000 de l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau de transport d'électricité.

Le responsable d'équilibre est un responsable financier qui garantit le règlement des écarts auprès du RTE. Il s'engage à payer au RTE les coûts générés par le non-respect par les consommateurs et les fournisseurs d'électricité de leur engagement de soutirage ou d'injection d'électricité dans le réseau de transport. Compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes prévisionnels et des coûts liés aux ajustements<sup>486</sup> qu'il a dû supporter, RTE peut demander une compensation financière aux utilisateurs des réseaux. C'est le responsable d'équilibre ayant le rôle pécuniaire des utilisateurs qui assure le versement de ce type de compensations financières. Dans la mesure où les contrats que les responsables d'équilibre passent avec les utilisateurs permettent de mutualiser les écarts individuels de production ou de consommation et d'en minimiser le coût, ils contribuent non seulement à la sécurité des réseaux, mais aussi à la qualité de leur fonctionnement.

Le dispositif de responsable d'équilibre permet en particulier aux clients éligibles de disposer d'un accès facilité aux fournisseurs étrangers en leur permettant de mutualiser

---

<sup>484</sup> BENSOUSSAN Alain, MARTIN, Sylvain, POTTIER Isabelle, « L'électricité et le droit », Lavoisier, 2001, p.51.

<sup>485</sup> L'article 14, alinéa 1 de la loi n° 2000 -108 du 10 février 2000.

<sup>486</sup> MERLIN André, La sûreté du réseau de transport d'électricité et l'ouverture des marchés, Revue de l'Énergie, n° 552, décembre 2003, p. 4.

l'ensemble des écarts entre leur consommation et les importations correspondantes. Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité s'occupent des réseaux utilisant les tensions inférieures. Il s'agit d'EDF par l'intermédiaire du RTE et des DNNs. Ce sont les DNNs qui assurent l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau public de distribution.

## **2. La distribution d'électricité**

### **a. La mission des collectivités territoriales en matière de distribution d'électricité**

La mission des collectivités territoriales en matière de distribution d'électricité<sup>487</sup> est prévu par L. 2224-31 et L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales qui détermine, d'une manière générale, l'organisation actuelle de la distribution d'électricité en France et fait référence à différentes dispositions législatives comme l'article 6<sup>488</sup> de la loi du 15 juin 1906, l'article 36<sup>489</sup> de la loi de nationalisation, l'article 23<sup>490</sup> de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Ces dispositions prévoient également que les communes ont été autorisées à créer, exploiter ou faire exploiter des unités de production de proximité susceptible d'éviter l'extension ou le renforcement des réseaux public de distribution.

### **b. La gestion des réseaux publics de distribution d'électricité**

EDF et DNNs étant des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité sont responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de distribution d'électricité dans sa zone de desserte exclusive.<sup>491</sup> Ils sont également responsables du développement des réseaux de distribution pour permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs, ainsi que de l'interconnexion avec d'autres réseaux.

Par ailleurs, selon l'article 36 alinéa 4 de la loi de nationalisation, les collectivités concédantes peuvent faire exécuter les travaux de création, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution en tout ou partie à leur charge. Pour garantir la sécurité et la sûreté du réseau ainsi que la qualité de son fonctionnement, un décret pris après

---

<sup>487</sup> Les articles L. 2224 - 31 et L.2224 - 34 du code général des collectivités territoriales insérés par l'article 17 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>488</sup> L'article 6 de la loi du 15 juin 1906 prévoit que toute concession d'une distribution publique d'énergie est donnée soit par la commune, soit par un groupement de communes, soit par le département, soit par l'Etat. Au cours du période de l'adoption de la loi n° 2000 - 108, la distribution d'électricité relève des communes ou de leurs groupements.

<sup>489</sup> L'article 36 de la loi du 8 avril 1946 oblige les distributeurs à respecter les cahiers des charges en vigueur et laisse la propriété des installations aux collectivités locales.

<sup>490</sup> L'article 23<sup>490</sup> de la loi n° 2000 - 108 confiait la gestion de la distribution à plusieurs établissements publics dénommés « Électricité de France, service de distribution », jusqu'à la mise en place de ces services, la distribution était assurée par « Électricité de France, service national », établissement public unique chargé de la production, l'organisation actuelle de notre distribution d'électricité est donc fondée sur un régime transitoire mis en place il y a plus de cinquante ans avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2000 - 108.

<sup>491</sup> L'article 18 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

avis du comité technique de l'électricité précise les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs et celles des consommateurs, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes.<sup>492</sup> Les gestionnaires des réseaux de distribution jouissent d'une autonomie moins limitée que le GRT. Afin d'assurer la transparence de leur activité, ils sont soumis à la séparation comptable pour des raisons de transparence, mais ils ne sont pas indépendants d'autres activités de l'opérateur.

Quant aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité<sup>493</sup>, ils peuvent être énumérés comme les suivants : le contrôle de l'équilibre des flux d'électricité, l'efficacité, la sécurité et la sûreté du réseau à tout instant compte tenu des contraintes techniques pesant sur les réseaux de distribution, ensuite l'appel des unités de production reliées au réseau en liaison avec le GRT, et enfin la réalisation des comptages nécessaires.

Dans le but d'assurer la sécurité de réseaux de distribution d'électricité, l'article 21 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000, prévoit des mesures de sauvegarde s'inspirant du premier alinéa de l'article 23 de la directive 96/92/CE. En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution ou à la qualité de leur fonctionnement, cette disposition donne la possibilité au Ministre de l'Énergie d'ordonner les mesures conservatoires nécessaires soit d'office, soit la proposition de la CRE. Notamment, afin de garantir la continuité du service public, la sécurité et la sûreté des réseaux publics, la reconstruction des ouvrages et accessoires des lignes de transport et de distribution d'énergie électrique détruits ou endommagés par les tempêtes est autorisée de plein droit dès lors que les ouvrages sont situés sur un emplacement identique et qu'ils ont les mêmes fonctions et des caractéristiques techniques analogues.

## **B. L'accès aux réseaux publics d'électricité**

La fin du monopole de la production d'électricité exigea l'accès libre des consommateurs au marché électrique, autrement le degré d'ouverture à la concurrence et les

---

<sup>492</sup> DUMONT Jean-Louis, Réussir la future organisation électrique française, Collection des rapports officiels, Rapport au Premier ministre, 1997, p. 23.

<sup>493</sup> Prévues par l'article 19 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.



modalités de leur utilisation des réseaux de distribution d'électricité par les consommateurs éligibles.<sup>494</sup>

## 1. Les consommateurs éligibles

En vertu de l'article 19 de la directive 96/92/CE qui prévoit une ouverture progressive du secteur de l'électricité à la concurrence, l'article 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 déterminait un seuil de consommation annuelle d'électricité sur un site qui a été déterminé par un décret en Conseil d'État pour les consommateurs/clients éligibles d'un site défini afin d'appliquer un degré d'ouverture du marché commun de l'énergie. Le pourcentage minimal d'ouverture fixé annuellement par la Commission européenne est un seuil de consommation au-delà duquel tout client est éligible. La procédure de reconnaissance de l'éligibilité et les modalités d'application de ce seuil en fonction des variations des consommations annuelles d'électricité. Ainsi, un consommateur final dont la consommation annuelle d'électricité sur un site précis est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'État est reconnu client éligible pour ce site.

Un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre État.<sup>495</sup> Les producteurs et leurs filiales doivent obtenir une autorisation délivrée pour une durée déterminée par le ministre chargé de l'énergie après avoir obtenu l'avis de la Commission de régulation de l'électricité afin de compléter leur offre, achètent pour revendre aux clients éligibles. Par ailleurs, pour la transparence du marché électrique, le ministre chargé de l'énergie établit et rend publique la liste des clients éligibles et celle des producteurs et opérateurs qui achètent pour revendre aux clients éligibles.<sup>496</sup>

## 2. Le droit d'accès au réseau

La directive 96/92/CE permet aux États membres de choisir entre l'accès négocié et l'accès réglementé au réseau donnant au consommateur éligible un droit d'accès sur la base de tarifs publics. La France a choisi la deuxième option « accès réglementé » pour des raisons de transparence. L'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est garanti par les

---

<sup>494</sup> CHARBIT Nicolas, *Le droit nouveau de l'énergie : la transposition des directives Électricité et Gaz en France*, Recueil Dalloz, 2000, p. 463.

<sup>495</sup> GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité : une révolution en marche », *RDAI/IBLJ*, n° 2, 2003, p. 125.

<sup>496</sup> L'article 22 § V de la loi n° 2000 - 108.

gestionnaires de réseaux pour assurer les missions du service public et l'exécution des contrats, et pour permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère dans les limites de sa production. L'accès aux réseaux publics assure également l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur autorisé sur le territoire national. À ces fins, les contrats d'accès aux réseaux sont conclus entre les utilisateurs des réseaux et les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés. Les contrats conclus entre les utilisateurs et les gestionnaires de réseaux, et les protocoles entre EDF et les gestionnaires de réseaux sont soumis à la CRE.<sup>497</sup>

En matière des lignes directes de l'électricité, l'exécution des contrats d'exportation prévoyant la construction des lignes directes entre producteurs et clients éligibles est assurée par l'article 24 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000. Afin de permettre à un producteur d'alimenter en courant électrique ses établissements et d'assurer l'harmonisation entre les lignes, seules les lignes complémentaires des réseaux publics de transport et de distribution sont susceptibles d'être autorisées. En cas d'incompatibilité avec des impératifs d'intérêt général et/ou avec le bon accomplissement des missions de service public, cette autorisation peut être refusée.

En ce qui concerne la construction des lignes directes, il existe plusieurs dispositions applicables comme les suivants : l'article 12 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, le décret du 29 juillet 1927, l'article 35 de la loi du 8 avril 1945 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz et décret n° 70 - 492 du 11 juin 1970 pris pour son application et la loi du 29 novembre 1925 sur les travaux mixtes et procédure d'instruction mixte à l'échelon local pour les lignes de tension supérieure à 150 kV.

---

<sup>497</sup> L'alinéa 2 de l'article 23 de la loi n° 2000 - 108 prévoit que « dans le cas où les gestionnaires des réseaux publics concernés et les utilisateurs de ces réseaux ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations, notamment les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux et ces contrats et protocoles sont transmis à la Commission de régulation de l'électricité », Investments in gas infrastructures and the role of EU national regulatory authorities, Council of European Energy Regulators, May 2005, p. 59.

## **SECTION 2.**

### **LA NOUVELLE STRUCTURE ET LA RÉGULATION**

#### **DU MARCHÉ ÉLECTRIQUE**

##### **§ 1. La nouvelle structure du marché électrique**

###### **A. La dissociation comptable et la création de la bourse Powernext**

###### **1. La dissociation comptable**

Le principe de transparence de la comptabilité prévu par la directive 96/92/CE en tant que obligation indispensable du processus de libéralisation du marché énergétique à la concurrence européenne afin de mieux veiller à des pratiques et tarifs du acteur monopole étant dans une position dominante ou ayant des droits exclusifs et/ou spéciaux. Le principe de

transparence de la comptabilité permet l'accès à la comptabilité à tout moment par tous les intéressés.

La Commission européenne a décidé d'approfondir ce principe de transparence de la comptabilité en imposant l'établissement de comptes séparés pour les différentes activités du secteur de l'électricité. Dans le but de mettre en place des règles de concurrence loyale, les dispositions de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 imposent aux entreprises d'électricité verticalement intégrées de dissocier dans leur comptabilité les activités de production, de transport et de distribution.<sup>498</sup>

La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité ont pour but de permettre aux autorités chargées de contrôler le jeu de la concurrence et de réguler le marché spécifique de détecter une exploitation abusive d'une position dominante et/ou monopole au profit d'une activité ouverte à la concurrence et au travers de l'utilisation de fonds publics.<sup>499</sup> En plus la dissociation permet de mettre en évidence des subventions croisées faussant le libre jeu de la concurrence sur le marché, des prix prédateurs ou des discriminations commerciales ayant pour objet ou pour effet d'éliminer ou d'affaiblir un concurrent.

Le principe de dissociation comptable des activités de production, de transport et de distribution prévu par l'article 14 § 3 de la directive 96/92/CE vise à empêcher les subventions croisées, les discriminations et les distorsions de concurrence. En outre, cette disposition s'accompagne de dispositions favorisant la transparence des comptes.

En vertu de l'article 25 § 1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, EDF, DNNs et la)) tiennent des comptes séparés au titre de la production, du transport et de la distribution d'électricité ainsi qu'un compte séparé regroupant l'ensemble de leurs autres activités. La distinction des comptes est apparue nécessaire en raison des termes de l'article 14, paragraphe 3 de la directive 96/92/CE qui imposa la tenue par les entreprises d'électricité intégrées de comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution dans leur comptabilité interne.

En outre, la même disposition définit les entreprises d'électricité intégrées comme des entreprises assurant au moins deux des fonctions suivantes : production, transport ou distribution d'électricité. En France, seul EDF exerce à la fois les trois activités. À la date de

---

<sup>498</sup> Unbundling comptable.

<sup>499</sup> Subventions ou sommes provenant de fonds de péréquation de charges de service public.

l'entrée en vigueur de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, il existait 43 DNNs qui avaient une activité de production. Par souci de non discrimination et afin de ne pas l'obliger à filialiser ses activités hors secteur de l'électricité, la CNR a été alignée sur le régime d'EDF et des DNNs. EDF devront présenter quatre comptes séparés. Les activités de la fourniture et de l'exportation d'électricité pouvaient figurer dans les comptes globaux ou une ligne spéciale du compte de la distribution et l'activité d'importation dans le compte séparé de la production.

Enfin, après avis du Conseil de la concurrence, la Commission de régulation de l'électricité approuve les règles d'imputation, les périmètres comptables et veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.<sup>500</sup>

## **2. La bourse Powernext**

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 a créé l'opportunité d'étudier la faisabilité d'un marché organisé de l'électricité en France pour un groupe de partenaires<sup>501</sup> et à l'initiative d'Euronext. À cette fin, Powernext SA a été créée le 30 septembre 2001 et dotée d'un capital de 11,5 millions d'euros. Étant une entreprises d'investissement disposant du statut de système multilatéral de négociation, la société Powernext SA<sup>502</sup> propose des contrats spot pour la gestion du risque volume sur Powernext Day-Ahead depuis le 21 novembre 2001, des contrats à terme pour la gestion du risque prix sur Powernext Futures depuis le 18 juin 2004.<sup>503</sup>

Étant un marché facultatif, Powernext vise à la liquidité du marché. C'est la raison pour laquelle, la bourse a choisi de concentrer les transactions sur des produits horaires grâce auxquels les membres peuvent négocier librement. Powernext n'est pas un marché réglementé mais repose sur des mécanismes purement contractuels. Il s'agit d'un marché soumis aux règles du code monétaire et financier et qui propose à ce titre des garanties que n'offrent pas forcément les transactions bilatérales de gré à gré.

L'adhésion à Powernext est soumise à une autorisation et à exercer une activité d'achat/revente d'électricité et d'avoir signé un contrat de responsable d'équilibre avec RTE. Les opérateurs font leurs offres d'achat/vente pour le lendemain jusqu'à 11h. Les prix spot sont soumis à une forte volatilité en raison de la non-stockabilité de l'électricité et d'une

---

<sup>500</sup> L'article 25 § 6 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

<sup>501</sup> BNP Paris, ELIA, EDF, Electrabel, Société Générale et TotalFinaElf.

<sup>502</sup> <http://www.powernext.com> (consulté le 30 décembre 2014).

<sup>503</sup> GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité: une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 137.

grande variabilité potentielle des facteurs influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques.

Pour diminuer les risques liés au marché spot, les acteurs du marché de l'électricité concluent des contrats d'achat - vente pour fournir dans les mois à venir à un prix négocié à l'avance. Powernext n'a lancé la cotation de tels produits qu'en juin 2004.

## **B. L'objectif d'Électricité de France**

Électricité de France a pour objet de produire, de transporter, de distribuer, de fournir, d'importer et d'exporter d'électricité en France et à l'étranger par l'intermédiaire de ses filiales.<sup>504</sup> EDF propose aux clients éligibles<sup>505</sup> présents sur le territoire national une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité. Pour les clients non éligibles, EDF et ses filiales ne peuvent proposer que des prestations de conseil destinées à promouvoir la maîtrise de la demande d'électricité.

Un protocole d'accord a été conclu entre l'État et EDF le 25 janvier 1990. Ce protocole obligeait l'établissement public à regrouper ses activités de diversification au sein de holdings constitués sous forme de filiales au statut de société anonyme et précisait que la vocation essentielle d'EDF la fourniture d'une électricité compétitive et de qualité n'excluait pas de valoriser ses compétences spécifiques et ses actifs dans des champs d'activités nouveaux. Les pouvoirs publics, après le Protocole de 1990 et après le rapport de la Cour des comptes de septembre 1993, intervenaient la stratégie de diversification d'EDF. Le premier pas de cette intervention était l'inspection générale de l'industrie et du commerce par le « *Rapport Guillet* » rendu public en février 1994 sur la politique de diversification d'EDF et de GDF.

L'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité rendait indispensable l'adaptation du principe de spécialité d'EDF. Dans ce but, le Ministre de l'Industrie a saisi le Conseil d'État d'une demande d'avis sur la conformité des activités de diversification aux dispositions législatives et réglementaires régissant l'établissement public et notamment au « *principe de spécialité* ». <sup>506</sup>

### **1. La collecte et la publication des informations statistiques**

---

<sup>504</sup> L'article 44 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

<sup>505</sup> RICHER Laurent, L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé, CJEG n° 583, janvier 2002, p. 29.

<sup>506</sup> BARTHÉLEMY Christophe, Le principe de spécialité appliqué à Électricité de France libres propos sur l'article 44 de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG, n° 591 octobre 2002, p. 507 - 532.

L'article 47 de la loi n° 2000-108 transpose certaines dispositions de l'article 19<sup>507</sup> de la directive 96/92/CE visant à collecter et transmettre au Ministre de l'Énergie les données qui sont nécessaires pour la préparation de la politique énergétique en matière d'électricité.

## 2. La révision des contrats entre un client éligible et EDF ou un DNN

L'article 49 a vocation à préciser les modalités de révision des contrats conclus entre un client éligible, d'une part, et EDF ou DNN, d'autre part. Les révisions des contrats se passent essentiellement sur les éléments financiers des contrats en cours d'exécution. Ces contrats ont été négociés entre les parties contractant à partir de tarifs unitaires intégrés prenant en compte le prix de la fourniture, mais aussi les coûts des réseaux de transport et de distribution.<sup>508</sup>

À partir de l'ensemble des coûts des réseaux publics de transport et de distribution réseaux, leurs tarifs d'utilisation seront calculés de manière non-discriminatoire. Ils seront également réglementés conformément à l'article premier, alinéa 2 de l'ordonnance n° 86 - 1243 du 1<sup>er</sup> décembre 1986, et EDF et les DNNs devraient tenir dans leur comptabilité interne des comptes séparés au titre de la production, du transport, de la distribution d'électricité et de l'ensemble de leurs autres activités.

Quant à l'adaptation de certaines dispositions de la loi du 8 avril 1946, l'article 53 introduit certaines modifications dans la loi de nationalisation de 8 avril 1946 par l'adoption des autres dispositions du projet de loi. L'article premier de la loi du 8 avril 1946 a été complété par l'article 53 § 1 avec le suivant : « Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles sont

---

<sup>507</sup> L'article 19 § 1 de la directive 96/92/CE dispose que « Les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir une ouverture de leurs marchés de l'électricité, de sorte que des contrats soumis aux conditions visées aux articles 17 et 18 puissent être conclus au moins jusqu'à un niveau significatif, qui doit être communiqué annuellement à la Commission. La part du marché national est calculée sur la base de la part européenne d'électricité consommée par les consommateurs finals dont la consommation est supérieure à 40 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise). La part européenne moyenne est calculée par la Commission sur la base des informations qui lui sont communiquées régulièrement par les États membres. La Commission publie au Journal officiel des Communautés européennes, avant le 1er novembre de chaque année, cette part européenne moyenne, qui définit le degré d'ouverture du marché, ainsi que toutes les informations requises pour la compréhension du calcul » et dispose dans son § 4 « Les États membres publient, avant le 31 janvier de chaque année, les critères de définition des clients éligibles ayant la capacité de conclure des contrats dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18. Cette information est envoyée à la Commission, pour publication au Journal officiel des Communautés européennes, accompagnée de toute autre information appropriée pour justifier de la réalisation de l'ouverture de marché prévue au paragraphe 1. La Commission peut demander à un État membre de modifier les indications visées au paragraphe 3 si elles font obstacle à l'application correcte de la présente directive en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Si l'État membre concerné ne satisfait pas à cette demande dans un délai de trois mois, une décision définitive est prise conformément à la procédure 1 décrite à l'article 2 de la décision 87/373/CEE du Conseil, du 13 juillet 1987, fixant les modalités de l'exercice des compétences d'exécution conférées à la Commission (10) ».

<sup>508</sup> BRÉVILLE Anne, VIDAL Laurent, « Approche Générale Aspects Juridiques », Annales de la Régulation, Volume 1, Bibliothèque de l'Institut André Tunc, LGDJ, 2006, Quatrième partie : Applications : La Régulation des Réseaux Énergétiques, p. 250.

*exercées dans les conditions déterminées par cette même loi* ». L'article 53 § 2 modifie l'alinéa premier de l'article 8 bis de la loi de la nationalisation comme suivant « *Électricité de France et les DNNs mentionnées à l'article 23 de la loi 2000-108 ne peuvent acheter l'énergie produite par les producteurs installés sur le territoire national que si leurs installations ont été régulièrement autorisées et, le cas échéant, concédées* ». <sup>509</sup>

À propos du financement du service public<sup>510</sup>, l'article 37 de la loi du 3 janvier 2003 a intégré les coûts supportés par les distributeurs en raison de la mise en œuvre des mécanismes d'aide à la fourniture d'électricité aux clients défavorisés.

## **§ 2. La régulation : La Commission de régulation de l'électricité « CRE »**

Lors du processus de libéralisation des marchés énergétiques, le secteur de l'énergie a maintenu des activités exclues de la concurrence comme le transport et la distribution d'électricité et du gaz naturel.<sup>511</sup> C'est la raison pour laquelle, la régulation est devenue nécessaire pour mieux organiser le marché énergétique où les monopoles publics dominent toujours les infrastructures essentielles.<sup>512</sup>

La régulation se compose de la forme et de l'étendue de l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques.<sup>513</sup> Il existe une complémentarité entre le droit de la concurrence et le droit de la régulation. Lorsque les conditions d'une concurrence structurelle organisée, il appartient à l'autorité de concurrence de veiller à ce que des pratiques anticoncurrentielles ou des restructurations anticoncurrentielles ne viennent pas troubler, fausser ou éliminer le jeu de la concurrence.<sup>514</sup> Pour la mise en œuvre des responsabilités respectives, les autorités de concurrence et les autorités de régulation peuvent avoir à collaborer sur des sujets d'intérêts communs. L'autorité de régulation ne peut que bénéficier de la connaissance qu'a l'autorité de la concurrence des stratégies de marché susceptibles d'être mises en œuvre par l'opérateur dominant.

---

<sup>509</sup> « La nouvelle organisation du marché devrait conduire EDF, dans le cadre de contrats librement négociés ou de l'obligation d'achat prévue à l'article 10 du projet de loi, à acquérir de l'électricité provenant d'installations énergétiques variées », Rapport Bataille, p. 316.

<sup>510</sup> RICHER Laurent, L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé, CJEG n° 583, janvier 2002, p. 33.

<sup>511</sup> FRISON - ROCHE Marie-Anne, « Responsabilité et régulations économiques », Presses de Sciences Po, Dalloz, Droit et économie de la régulation thèmes commentaires, volume 5, 2007, p. 194, GLACHANT Jean-Michel, « La crise californienne, accident fortuit ou première défaillance du système de régulation des réformes concurrentielles de l'électricité ? », p. 29-42, FRISON - ROCHE Marie-Anne, « Les risques de régulation », Presses de Sciences Po et Dalloz, Thèmes et Commentaires, Droit et économie de la régulation, Volume 3, 2005, p. 334, GUÉNAIRE Michel, « L'expérience du règlement des différends devant la Commission de Régulation de l'Énergie », p. 191 - 196, FRISON - ROCHE Marie-Anne, « Les risques de régulation », Presses de Sciences Po et Dalloz, Thèmes et Commentaires, Droit et économie de la régulation, Volume 3, 2005, p. 334, COIN Rémy, « La régulation du secteur de l'énergie en France à l'heure de l'ouverture totale du marché », p. 651, « Annales de la Régulation », volume 2, 2009, sous la direction de Thierry REVET et Laurent VIDAL, IRJS Éditions, Bibliothèque de l'Institut de Recherche Juridique, p. 669.

<sup>512</sup> RICHER Laurent, L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé, CJEG n° 583, janvier 2002, p. 36.

<sup>513</sup> JENNY Frédéric, « Régulateurs sectoriels et autorités de concurrence en France et dans le monde », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 33 - 43.

<sup>514</sup> JENNY Frédéric, « Régulateurs sectoriels et autorités de concurrence en France et dans le monde », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 37.



L'objet de la régulation doit assurer un fonctionnement non-discriminatoire et transparent de l'accès aux réseaux des opérateurs en surveillant les activités soumises au monopole et celles libéralisées.<sup>515</sup> Selon JENNY Frédéric, le modèle de régulation à la française peut se définir par l'attention particulière portée au maintien d'un service public assuré de façon monopolistique par les opérateurs historiques lesquels restent, pour l'essentiel, dans le giron de l'État et sont, par ailleurs, autorisés à exercer des activités relevant d'une pure logique commerciale, ouverte à la changer leur mode de fonctionnement.

Dans le rapport officiel préparé par Jean - Louis DUMONT, il est précisé que « *la régulation ne doit pas empiéter sur les fonctions traditionnelles de l'État qui doivent rester prérogatives de l'État et être exercées par les ministères concernés. Ces fonctions sont la définition d'une politique nationale de l'énergie et notamment de l'électricité, la cohérence avec les politiques de maîtrise de l'énergie, de protection de l'environnement, d'aménagement du territoire, la planification ou programmation à long term des unités de production et du réseau de transport, les autorisations pour les nouveaux producteurs ou les décisions d'organisation d'appels d'offres, la définition du contenu du service d'intérêt général de l'électricité, le suivi du secteur électrique et l'initiative des textes légaux et de leur évolution, la signature du contrat d'entreprise EDF, le rôle d'administrateur de l'établissement public EDF* ». <sup>516</sup>

## **A. La régulation du secteur de l'électricité**

### **1. La spécificité de la régulation du marché électrique**

Le fonctionnement du secteur de l'électricité n'a pas pour seule finalité de satisfaire les besoins des consommateurs et le développement des opérateurs comme dans un marché ordinaire. Il doit également garantir la continuité du service public dans le respect de l'égalité de tous les usagers et la sécurité d'approvisionnement. Afin de concilier ces deux impératifs avec les objectifs des opérateurs économiques en situation concurrentielle ordinaire, il fallait avoir une régulation spécifique pour le secteur de l'électricité dans lequel l'opérateur historique détenait la propriété entière des infrastructures essentielles et était chargé de fournir à la totalité des consommateurs domestiques et industriels.

### **2. Les modalités de la régulation fixée par la directive 96/92/CE**

---

<sup>515</sup> LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010.

<sup>516</sup> DUMONT Jean - Louis, Réussir la future organisation électrique française, Collection des rapports officiels, Rapport au Premier ministre, 1997, p. 13 - 67.

L'objectif de la régulation est fondé sur les aspects de la concurrence et au détriment des consommateurs, la régulation devra éviter tout abus de position dominante et tout comportement prédateur.<sup>517</sup> La directive 96/92/CE imposait une régulation indépendante des activités de la production, de l'exploitation des réseaux et de la distribution. La régulation assurait aux opérateurs un fonctionnement du marché électrique respectueux des règles de la concurrence. L'article 20 de la directive 96/92/CE impose de désigner une autorité indépendante des parties pour régler les litiges relatifs aux contrats et négociations et l'accès aux réseaux des producteurs indépendants et auto-producteurs.<sup>518</sup>

En cas d'acheteur unique afin de mettre en place des règles de non discrimination et de liberté contractuelle avec les clients éligibles<sup>519</sup> ou d'organise un accès négocié ou réglementé aux réseaux, les États désignent un gestionnaire du réseau de transport et de distribution.

## **B. L'institution de la CRE**

La CRE est une autorité administrative indépendante, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie par l'article 28 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité<sup>520</sup> dans le but d'exercer la régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de participer aux autres missions de régulation exercées par le gouvernement français. Il convient de voir son statut, son fonctionnement et ses missions pour avoir une compréhension complète de cet établissement de régulation en matière d'énergie.

### **1. Le statut et la composition de la CRE**

Étant le régulateur du marché de l'énergie, La CRE comprend six membres nommés pour une durée de six ans en raison de leur qualification dans les domaines juridiques, économique et technique. Au près de la Commission de régulation de l'électricité, il se trouve un Commissaire de régulation de l'électricité.<sup>521</sup> La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz n'avait pas créé un tel commissaire du gouvernement au sein d'EDF ou de GDF. En 1953, pour la première fois, en application du décret du 18 octobre 1923 pris en application de la loi du 16 octobre 1919 prévoyant la représentation de

---

<sup>517</sup> Le considérant 37 et l'article 22 de la directive 96/92/CE.

<sup>518</sup> CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 31.

<sup>519</sup> Prévues par les articles 7, 10, 17 et 18 de la directive 96/92/CE.

<sup>520</sup> Désormais codifiée par le code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés.

<sup>521</sup> L'article 29 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

l'État auprès des sociétés concessionnaires de forces hydraulique, a nommé un commissaire du gouvernement au sein de la CRE prévu nécessaire par le gouvernement. Selon l'article 29 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, « *Un commissaire du gouvernement auprès de la Commission de régulation de l'électricité nommé par le ministre chargé de l'énergie, fait connaître les analyses du gouvernement, en particulier en ce qui concerne la politique énergétique* ». Le commissaire du gouvernement a été doté de la capacité d'inscrire à l'ordre du jour de la commission toute problématique intéressant la politique énergétique, la sécurité et la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, entrant dans les compétences de la CRE.<sup>522</sup>

À propos du fonctionnement de la CRE, l'article 30<sup>523</sup> de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixe les règles de fonctionnement de la CRE. Selon cette disposition, la CRE dispose de services qui sont placés sous l'autorité de président et établit son règlement intérieur et emploi des fonctionnaires pour ses besoins. Pour le financement de ses activités, la CRE reçoit des rémunérations pour services rendus et bénéficie des crédits nécessaires étant inscrit au budget général de l'État.

Au cours des travaux préparatoires des projets internationaux de règlement relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et à leur utilisation, selon l'article 31 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la CRE est préalablement consultée et associée à la demande du ministre chargé de l'énergie.

En outre, la CRE est en relation étroite avec les commissions parlementaires en matière d'énergie, le conseil supérieur de l'électricité et du gaz, l'observatoire national du service public de l'électricité et le conseil économique et social. Ces derniers peuvent consulter la CRE sur toutes les problématiques concernant la régulation du secteur de l'électricité et/ou la gestion des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité.

Chaque année avant le 30 juin, la CRE est chargée de l'élaboration d'un rapport public qui rend compte de son activité, de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution et à l'utilisation de ces réseaux. Le but de publier ce rapport est d'évaluer les effets des décisions de la CRE sur les conditions d'accès aux réseaux publics et l'exécution des missions du service public de l'électricité.

---

<sup>522</sup> RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 36.

<sup>523</sup> Modifié par la loi n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006 - art. 8 JORF 8 décembre 2006 et abrogé par l'article 4 de l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011.

Afin d'accomplissement de ses missions, l'article 33 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, dote également la CRE par le pouvoir d'enquête. Les enquêtes donnent lieu à procès-verbal. La CRE a ainsi le droit de recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, ainsi qu'auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution et des opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité.

Quant au pouvoir réglementaire confié par la loi à la CRE afin d'accomplir ses missions, ce pouvoir a été attribué à la CRE pour qu'elle puisse s'exercer ses missions collégalement. En vertu de l'article 35 § 1 de la loi du 10 février 2000, « *Les membres et agents de la Commission de régulation de l'électricité exercent leurs fonctions en toute impartialité, sans recevoir d'instruction du gouvernement, ni d'aucune institution, personne, entreprise ou organisme* » et ces personnes doivent tenir secret toute information professionnelle qu'ils ont en connaissance en raison de leurs fonctions.<sup>524</sup>

## **2. Les missions de la CRE**

Les missions de la CRE ont été énumérées dans l'article 36<sup>525</sup> de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. La CRE est chargée de proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité comme prévue à l'article 4 , aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, conformément à l'article 5, I, 2, et le montant des charges définies à l'article 48 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

La CRE veille à ce que l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité soit accordé de manière non-discriminatoire, transparente et conforme aux règles de loyauté de la concurrence. Elle agréé également les organismes indépendants<sup>526</sup> et propose au ministre chargé de l'énergie des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité et la sûreté des réseaux publics et garantir la qualité de leur fonctionnement.<sup>527</sup> Elle donne également son avis sur les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, sur les plafonds de prix applicables à la fourniture d'électricité aux clients éligibles dans les zones

---

<sup>524</sup> COIN Rémy, Commentaire législatif, les instances de régulation dans la loi du 10 février 2000, CJEG n° 572 janvier 2001, p. 9.

<sup>525</sup> Abrogé par la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 - art. 12, JORF 4 janvier 2003.

<sup>526</sup> Mentionnées au I de l'article 5.

<sup>527</sup> Conformément à l'article 21 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

non interconnectées au réseau métropolitain continental, sur les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours,. L'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'électricité produite dans le cadre de l'obligation d'achat est défini à l'article 10, IV, 3, le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, conformément à l'article 12, IV, 4, la nomination et la cession anticipée des fonctions du directeur du gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 12, IV, 5, le schéma de développement du réseau public de transport, conformément à l'article 14 , IV, 6, les demandes d'autorisation mentionnées par l'article 22, IV, 7, le refus d'autorisation de construction d'une ligne directe, en application de l'article 24.

En plus, la CRE est consultée sur les projets de règlement visés à l'article 31, V, met en ouvre les appels d'offres dans les conditions décidées par le ministre chargé de l'énergie, conformément à l'article 8, VI. Elle reçoit les rapports annuels d'activité des organismes en charge de la distribution publique d'électricité et du budget et des comptes du gestionnaire du réseau public de transport et de distribution conformément à l'article 23, VII. Elle reçoit également des notifications des refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, conformément à l'article 23, VIII.

Par ailleurs, la CRE veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus par le gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 15, IX et approuve les règles d'imputation, les périmètres et les principes déterminant les principales relations financières entre les différents activités faisant l'objet d'une séparation comptable<sup>528</sup> sur proposition des entreprises, établissements et le programme d'investissement du gestionnaire du réseau public de transport.<sup>529</sup> La CRE a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et aux informations économiques, financières et sociales. Elle se prononce aussi sur les litiges dont elle est saisie et utilise un pouvoir d'enquête, de saisie et de sanction.<sup>530</sup>

En vertu de l'article 37<sup>531</sup> de la loi du 10 février 2000, la CRE précise certaines règles concernant des missions de gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement de réseaux, les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, la mise en œuvre et l'ajustement des programmes

---

<sup>528</sup> Conformément aux articles 25 et 26 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

<sup>529</sup> Conformément à l'article 14 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

<sup>530</sup> COIN Rémy, Commentaire législatif, les instances de régulation dans la loi du 10 février 2000, CJEG n° 572 janvier 2001, p. 15.

<sup>531</sup> Modifié par loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 - art. 16 et abrogé par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 - art. 4.

d'appel, d'approvisionnement et de consommation et la compensation financière des écarts, les conclusions de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution, les périmètres de chacune des activités comptables séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités.<sup>532</sup>

La CRE est également chargée de régler des litiges concernant le secteur de l'électricité.<sup>533</sup> Elle peut être saisie par les gestionnaires et utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution liés à l'accès auxdits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats et protocoles.<sup>534</sup> Dans les conditions fixées par un décret en Conseil d'État, la CRE se prononce en principe dans un délai de trois mois et dans les cas exceptionnels, de six mois et publie sa décision motivée au Journal officiel de la République Française. Les décisions de la CRE peuvent faire objet d'un recours en annulation dans un délai d'un mois à compter de leur notification.<sup>535</sup>

Quant à la relation entre la CRE et le Conseil de la concurrence, même si les fonctions de régulation du marché de l'électricité et d'autorité en charge de la concurrence sont nettement distinctes, conformément à l'article 39 de la loi n° 2000-108, « *le président de la CRE peut saisir le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans le secteur de l'électricité* ». Le Conseil de la concurrence communique à la Commission de régulation de l'électricité toute saisine entrant dans le champ des compétences de litiges à régler par la CRE. Par la suite, si les faits nécessitent une qualification pénale, le président de la CRE informe le procureur de la république.

---

<sup>532</sup> Vers la future organisation électrique française, ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 40.

<sup>533</sup> RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 38, « *La CRE est compétente pour régler des litiges qui autrement, relèveraient sans doute du juge administratif. En effet, la compétence définie par l'article 38 de la loi concerne des litiges liés à l'accès aux réseaux et à leur utilisation, « notamment en cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats et protocoles visés au III de l'article 15 et à l'article 23* ».

<sup>534</sup> L'article 38<sup>534</sup> de la loi n° 2000 - 108 modifié par ordonnance n° 2010-1232 du 21 octobre 2010 - art. 8 et abrogé par ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 - art. 4. « *L'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 article 6 : L'abrogation des dispositions mentionnées à l'article 4 ne prendra effet qu'à compter de la publication des dispositions réglementaires correspondantes du code de l'énergie pour ce qui concerne au II de l'article 38, au premier alinéa, les mots " dans un délai d'un mois à compter de leur notification " et, au troisième alinéa, les mots " au maximum quinze jours après leur notification " (Fin de vigueur : date indéterminée)* ».

<sup>535</sup> RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 36.

Les entreprises qui exploitent les « *infrastructures essentielles* » et qui sont, en général, en position dominante, mettent en danger le jeu de concurrence dans le marché concerné. Pour le marché de l'électricité, c'est aussi le cas pour le monopole EDF.

Quant aux dispositions pénales, la Commission de régulation de l'électricité peut sanctionner les manquements qu'elle constate de la part des gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ou de leurs utilisateurs. L'article 40 énumère les conditions dans lesquelles le droit de sanctionner de la CRE en découle. Selon cet article, en cas de manquement d'un gestionnaire ou d'un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès auxdits réseaux, à leur utilisation ou à une décision. En fonction de la gravité du manquement, la sanction sera soit une interdiction temporaire d'accès aux réseaux publics pour une durée n'excédant pas un an, soit une sanction pécuniaire proportionnée à la gravité du manquement

## CHAPITRE III

### LES EFFETS JURIDIQUES DU PREMIER PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE TURC

Étant un pays pivot<sup>536</sup> dans le domaine énergétique, la Turquie est un partenaire potentiel de l'énergie de l'Union européenne grâce à sa position entre les pays producteurs et consommateurs de l'énergie. Candidat à l'adhésion à l'Union européenne depuis 1999<sup>537</sup>, la Turquie a fait des efforts importants pour satisfaire aux critères d'adhésion. Dans le but d'adopter l'acquis européenne et ses objectifs de libéraliser les marchés énergétiques nationaux des États membres et candidats, la Turquie a fait des modifications législatives pour assurer l'harmonisation de la politique énergétique nationale avec le droit européenne et a suivi une politique de l'instauration d'une autorité de régulation pour le secteur énergétique.<sup>538</sup>

L'existence forte d'un monopole dans le secteur de l'énergie empêchait la mise en place du principe de séparation du régulateur de l'opérateur. C'est la raison pour laquelle il était prévu de disposer de créer une autorité de régulation du secteur énergétique ayant l'autonomie et personnalité publique morale et à la fois des droits et obligations provenant du droit privé conformément à leurs caractéristiques.

Malgré des progrès et des développements, la candidature de la Turquie à l'Union européenne fait l'objet de grandes polémiques non seulement en Turquie, mais aussi en

---

<sup>536</sup> MICHEL Chatelus, « Géopolitique des hydrocarbures: enjeux du transit », in Bazin, Kancal, Thobie, Tekelioğlu, « Méditerranée et mer noire entre mondialisation et régionalisation », *Varia Turcica*, L'Harmattan, 2000, p. 136.

<sup>537</sup> La Turquie a déposé sa demande d'adhésion à l'Union européenne le 14 avril 1987. La Turquie est un membre associé de l'Union européenne et des communautés qui l'ont précédé depuis 1963. La Turquie a signé un accord d'Union douanière avec l'Union en 1995 et a officiellement été reconnue candidate le 12 décembre 1999 lors du sommet européen d'Helsinki. Les négociations commencèrent le 3 octobre 2005. La demande d'adhésion est devenue un sujet de controverse majeur parmi les élargissements en cours de l'Union européenne.

<sup>538</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 5.



Europe. Lorsqu'il est question de l'adhésion de la Turquie à l'Union européenne, la plupart des débats s'orientent vers la polémique de l'identité européenne de la Turquie, mais peu d'observateurs s'intéressent vraiment aux problématiques énergétiques liées notamment à l'approvisionnement en électricité et en gaz naturel. De même, le droit européen joue un rôle assez déterminant dans la réorganisation de marchés énergétiques selon la perspective de la libéralisation.

Le chapitre « *énergie* » de l'*acquis communautaire*<sup>539</sup> construit ainsi un vecteur d'intégration de premier ordre pour la Turquie en ce qu'il créerait des solidarités de fait avec les pays européens. Afin de mieux déterminer les atouts de la Turquie à propos du secteur de l'énergie au cours de sa candidature à l'adhésion à l'Union européenne, dans ce travail, nous évoquons les effets juridiques des directives énergétiques européennes sur le secteur de l'énergie en Turquie.

La Turquie dispose de plusieurs atouts pour devenir une puissance régionale en énergie. Tout d'abord, la Turquie est un corridor énergétique liant la mer Caspienne et le Moyen Orient à l'Europe. Sa position stratégique lui donne un grand avantage pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et diminuer le coût de l'énergie non seulement pour la Turquie, mais aussi pour l'Union européenne. Grâce à sa proximité à la Caspienne<sup>540</sup> et au Moyen Orient, la géographie de la Turquie facilite également les transactions et le transit d'électricité et de gaz naturel dans sa région et sécurise ses approvisionnements en diversifiant ses importations en se tournant vers les nouvelles républiques d'Asie centrale. Elle bénéficie également des contacts à long terme conclus avec ces derniers.<sup>541</sup>

Les besoins en énergie électrique de la Turquie encouragent la construction de nouveaux projets d'exploitation de ressources électriques et des plans de production d'énergie nucléaire. Les projets de jumelage<sup>542</sup> de l'Union européenne dans le secteur de l'énergie pour l'interconnexion des systèmes électriques de la Turquie avec les pays européens exigent également une harmonisation législative et technique entre leurs systèmes électriques.

---

<sup>539</sup> Par exemple, dans un glossaire établi par les services de la Commission, intitulé " Institutions politiques et élargissement de l'UE ", l'acquis communautaire est envisagé de la manière suivante: il "correspond au socle commun de droits et obligations qui lient l'ensemble des Etats membres au titre de l'UE" et le texte ajoute, après quelques précisions sur le contenu de cet acquis " Les pays candidats doivent accepter cet acquis communautaire avant d'adhérer à l'Union européenne. Les exceptions et les dérogations à l'acquis sont exceptionnelles et de portée limitée. L'Union s'est donné pour objectif de maintenir intégralement l'acquis communautaire et de le développer. En aucun cas elle ne peut revenir en arrière". L'impression qui prévaut est qu'il n'y a qu'un seul acquis...sans pour autant qu'on en soit vraiment sûr.

<sup>540</sup> Suite à la chute de l'URSS, la Turquie a souhaité de se donner un nouveau rôle face à ces pays culturellement proches que sont le Kazakhstan, le Turkménistan et l'Azerbaïdjan qui disposent également de réserves importantes en hydrocarbures.

<sup>541</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 10.

<sup>542</sup> [http://ec.europa.eu/enlargement/tenders/twinning/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/enlargement/tenders/twinning/index_fr.htm) (consulté le 14 février 2015).

L'Union européenne incite la Turquie à transposer l'*acquis communautaire*, notamment les chapitres concernant les matières énergétiques. C'est ainsi que la Turquie a créé une politique énergétique nationale basée sur la libéralisation de son marché de l'énergie à la concurrence et sur la transposition de l'acquis européenne en matière énergétique. La politique européenne sur la libéralisation du marché de l'électricité et sur la privatisation de la distribution de gaz s'applique également en Turquie dans le but de faciliter l'accès des investissements étrangers dans les domaines énergétiques.

La mise aux normes européennes permet à la Turquie de s'adapter techniquement et commercialement au marché européen de l'énergie. En assurant la bonne qualité et l'adéquation technique de ses infrastructures énergétique, la Turquie devient un pont naturel entre les sources énergétiques et les pays européens qui veulent sécuriser leur approvisionnement en énergie. La dépendance énergétique de l'Union européenne accroît considérablement l'importance de partenariat énergétique fiable avec la Turquie. La position géographique et politique de la Turquie en fait une prééminence régionale et un partenaire incontournable en matière énergétique, notamment dans le domaine électrique et des hydrocarbures. À l'heure actuelle, la Turquie s'est engagée dans de nombreux projets de construction de gazoducs et oléoducs vers les pays producteurs ainsi que des projets d'interconnexions de réseaux électriques et gaziers turcs avec les réseaux européens permettant de renforcer les interdépendances entre la Turquie et l'Union européenne.

La libéralisation du marché de l'énergie en Turquie est exigée par l'Union européenne afin de rendre efficace le fonctionnement du marché de l'énergie en Europe. La transposition des directives énergétiques européennes concernant le marché intérieur de l'énergie facilite également le rôle de corridor énergétique de la Turquie. À cette fin, ce travail doctoral a vocation à analyser le développement du marché énergétique turc par rapport aux dates de l'entrée en vigueur de directives européennes énergétiques. En cours de la restructuration technique et législative du marché turc de l'énergie, la mise aux normes européennes de la Turquie renforce son rôle de transit pour faciliter les échanges d'énergie en Europe.

La politique de la libéralisation du marché énergétique en Turquie a pour but de mettre en place le cadre législatif et réglementaire dans le but d'avoir une bonne intégration des réseaux énergétiques turcs à ceux de l'Union européenne. Pour ce faire, les lois sur le marché de l'électricité et du gaz adoptent les principes des directives européennes en matière de l'électricité et du gaz. En général, les lois énergétiques turques consacrent sur la libéralisation

de la distribution de gaz, celle du marché de l'électricité et des amendements à la loi sur le pétrole et la création d'une autorité de régulation du marché énergétique autonome.

Donc, sous cette section il convient d'évoquer le nouveau modèle du marché électrique en Turquie qui sera réformé en vertu des dispositions de la directive 96/92/CE visant à garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Union européenne. À la suite de l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la première loi sur le marché turc de l'électricité est la loi n° 4628 du 20 février 2001 qui prévoit l'ouverture à la concurrence du marché énergétique turc en vue d'adopter l'*acquis communautaire* en droit turc.

L'exposé des motifs du premier article de la loi n° 4628 du 20 février 2001 explique que « *...la mise en place d'une base juridique pour la structuration d'un marché énergétique sous le contrôle d'une autorité réglementaire et d'une manière parallèle aux développements réalisés en Europe et dans le monde entier* ». Dans l'exposé des motifs de la loi n° 4628 du 20 février 2001, le législateur turc explique également son intention de créer une autorité réglementaire nationale du marché énergétique qui a été énuméré parmi les obligations du document relatif au partenariat pour l'adhésion de la Turquie à l'Union européenne.

Afin de mieux réglementer et harmoniser les marchés européens et turc, et de développer des projets de jumelages entre leurs systèmes électriques et des interconnexions entre les gazoducs entre l'Europe et la Turquie, il est prévu d'élaborer des réglementations relatives à la mise en œuvre des projets dans l'article 2/f de la loi n° 4628 du 20 février 2001.<sup>543</sup> À plusieurs reprises, l'exigence de la conformité de la nouvelle structure du marché turc de l'électricité aux pratiques de l'UE est répétée dans l'exposé des motifs des articles de la loi n° 4628 du 20 février 2001. Dans cette sous-section, nous analysons les lignes directrices de la loi n° 4628 du 20 février 2001 en évoquant des dispositions de transition de la directive 96/92/CE en droit turc.

Il est remarquable que la sécurité d'approvisionnement en électricité non seulement en Europe, mais aussi en Turquie, soit une source des préoccupations actuelles dans l'optique d'une libéralisation du marché énergétique. Au début des mouvements de la libéralisation des marchés énergétiques, comme dans les pays européens, en Turquie il y avait également des entraves provenant des risques de conflit parmi la politique de libéralisation et les forces du

---

<sup>543</sup> L'article 2/f de la loi n° 4628 du 20 février 2001.

marché énergétique et la protection de l'environnement, la justice sociale et la sécurité d'approvisionnement.

La Turquie a un marché énergétique dynamique qui met en place des infrastructures énergétiques denses et opérationnelles. À cause de problèmes financiers, les travaux de modernisation et de restructuration des réseaux de la Turquie avancent assez lentement. C'est la raison pour laquelle, la transposition des directives énergétiques européennes a une grande importance pour la Turquie. À savoir que la mise en œuvre de la directive énergétique européenne a permis une intégration croissante du marché énergétique turc avec le marché intérieur de l'énergie de l'Union européenne, et également une intensification des échanges à un coût plus abordable.

## SECTION 1.

### LA LOI N° 4628 DU 20 FÉVRIER 2001 SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE TURC

#### § 1. La nouvelle structure du marché électrique en Turquie

En septembre 2002 la Turquie a procédé à l'ouverture du marché de l'électricité pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport ou dont la consommation annuelle est au moins 9 GWh. Après le dégroupage de l'entreprise turque de production et de transport d'électricité « TEAŞ », trois entreprises ont été créées pour les différents segments du marché électrique : production, transport et grossiste.

TETAŞ, l'entreprise de vente en gros commença à gérer les contrats existants d'achat d'électricité qui appartenaient à TEAŞ. La nouvelle société de transport a été prévue comme seule entreprise de transport d'électricité dans le secteur de l'électricité. Il continua à acheter l'électricité produite par EÜAŞ, l'entreprise nationale de production d'électricité, ainsi que par les producteurs privés d'électricité en vertu d'accords d'énergie à long terme à prix fixe. TETAŞ fixa un prix de gros unique qu'il pratique pour toute l'électricité qu'il vend.

En août et septembre 2002 la législation d'application concernant les tarifs, les licences, les consommateurs éligibles, l'importation et l'exportation, la fixation des redevances de transport et de distribution, la réglementation des revenus provenant de la distribution, la réglementation des revenus du commerce de détail et des prix de détail, la réglementation du réseau de transport et des revenus d'exploitation de ce réseau a été adoptée.

Le règlement<sup>544</sup> relatif aux licences dans le secteur de l'électricité adopté en 2002, obligeait TEİAŞ et les titulaires des licences de distribution à accorder la priorité à la connexion en réseau à des installations de production d'électricité basées sur les ressources renouvelables. En septembre 2002 EPDK commença à délivrer des licences pour différentes activités dans le secteur de l'électricité. En 2003 il a publié le code de réseau, le code de distribution, des règlements sur les recettes et les tarifs, des procédures d'audit et de pré-enquête. Il a également fixé le calendrier pour la suppression progressive des subventions. Depuis mars 2003 les consommateurs éligibles ont eu le libre choix de leurs propres fournisseurs.

---

<sup>544</sup> Le règlement de licence du marché électrique du 4 août 2002 est entré en vigueur suite à sa publication dans le Journal Officiel n° 24836.

Quant aux difficultés soulevées par la transposition de la législation européenne européenne pour la libéralisation du marché intérieur de l'électricité en Turquie, il subsiste des limitations en ce qui concerne la possibilité pour les clients éligibles d'importer de l'électricité produite par des producteurs situés en dehors de la Turquie, ainsi que pour les producteurs d'exporter de l'électricité vers des clients situés en dehors de la Turquie.<sup>545</sup>

Il était bien évident que les dispositions de la loi n° 4628 du 20 février 2001 n'étaient pas suffisantes notamment celles en matière de licences et de tarifs qui ne répondait pas aux besoins du marché électrique. Afin de supprimer les subventions croisées dans le marché électrique turc, on avait besoin des dispositions qui interdisent les subventions croisées et mettent en œuvre un calendrier de suppression progressive de ces subventions. À cette fin, la loi n° 4628 du 20 février 2001 a apporté un nouveau modèle à l'organisation du marché électrique.

### **A. Le nouveau modèle du marché électrique prévu par la loi n° 4628**

L'objectif de la loi n° 4628 du 20 février 2001 est que « *La création d'un marché de l'énergie électrique turc financièrement fort, stable, transparent et qui sera capable de fonctionner dans un milieu concurrentiel selon les règles de droit privé ainsi que la mise en œuvre de réglementation et contrôle indépendant de ce marché afin d'assurer la prestation de l'électricité aux consommateurs d'une manière suffisante, continue, de bonne qualité, avec des coûts minimales et conforme à l'environnement* ». Dans ce but, elle a prévu la création d'un nouveau modèle du marché électrique sur la base de l'équilibrage et du mécanisme de règlement et les accords bilatéraux à conclure parmi les participants du marché électrique turc. Le fonctionnement du modèle du marché électrique turc prévu par la loi n° 4628 nécessite, en général, de la privatisation qui convient aux objectifs du marché électrique turc et la genèse de l'offre excédentaire qui est négociable.

Il est important de mettre en œuvre un modèle du marché électrique transparent et non-discriminatoire entre les parties égales. Dans le nouveau modèle de marché électrique, les risques diminuent au minimum pour attirer des entreprises investisseuses privées nationales et internationales. Pour réaliser les objectifs de la loi n° 4628 sur les nouveaux modèles du

---

<sup>545</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası (« La Consommation de l'énergie électrique et le marché de l'énergie électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

marché électrique, les acteurs du marché de l'électricité doivent accepter les obligations de ce nouveau modèle et doivent se comporter conformément pendant l'exercice de leurs activités.

En outre, il convient d'organiser le marché concurrentiel de l'électricité en tenant compte de la structure actuelle et institutionnelle du marché de l'électricité et des effets des applications de la période de monopole du marché électrique sur un marché libéralisé. Afin d'assurer une période transitoire successive d'un marché monopole à un nouveau marché électrique concurrentiel, suite aux études des circonstances actuelles et des restrictions appliquées dans le marché électrique, en septembre 2002, EPDK a publié le premier livre de l'implémentation des dispositions sur le marché turc de l'électricité qui a vocation à libéraliser le marché de l'électricité pour réduire les coûts, créer des prix reflétant des coûts dans le but d'assurer la stabilité et la continuité financière du secteur énergétique turc, garantir la participation du secteur privé aux activités du marché électrique et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement.

De surcroît, la loi n° 4628 du 20 février 2001 prévoit un marché électrique basé sur les accords bilatéraux et de méthodes de l'obtention des licences et de l'exercice des activités et la régulation de l'accès au marché électrique. Les accords bilatéraux sont des accords dont toutes les conditions et la durée sont prévues librement par les parties conformément aux dispositions du droit privé. L'idée principale derrière ces accords est de libéraliser non seulement les fournisseurs, mais aussi les consommateurs d'électricité. Dans ce contexte, il était prévu de conclure des accords bilatéraux entre les consommateurs identifiés en tant que clients éligibles qui ont accès aux systèmes de transport, les consommateurs dont la consommation de l'année précédente est de plus de 9 million kWh, et les fournisseurs y compris les entreprises de transport ayant des licences de vente en détail et en gros et les entreprises de production. Les consommateurs non-éligibles pouvaient obtenir l'électricité et la capacité de l'électricité sur les tarifs de vente en détail.

En plus, les accords bilatéraux visent à satisfaire tous les besoins des consommateurs en énergie par leurs fournisseurs. Ces accords doivent être rédigés de manière à répondre à la courbe de charge des consommateurs. Malgré des estimations faites dans les accords bilatéraux, les équilibres d'approvisionnement et de consommation peuvent être changés. Dans ce cas-là, selon les offres reçues par le centre de règlement financier du marché<sup>546</sup> (« PMUM »), l'opérateur des systèmes de transport de l'électricité « *le centre de distribution*

---

<sup>546</sup> Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (« PMUM »).

*de charge national* »<sup>547</sup> assure l'équilibre dans le marché en augmentant la production des entreprises de production qui avaient déjà donné l'offre de charge ou en réduisant la production des entreprises de production qui avaient donné l'offre de décharge. Pendant la période où le mécanisme de conciliation et d'équilibre est mis en œuvre, les accords bilatéraux dont une de leurs parties est publique doivent être conclus.

## **1. Le centre de règlement financier du marché électrique**

Le modèle du marché électrique en Turquie nécessitait la constitution d'un centre de règlement financier du marché électrique. Ce centre devra être constitué également dans un programme d'infrastructure pour sa mesure, sa communication et son contrôle. Afin de limiter les risques au niveau raisonnable, dans les nouvelles réglementations, il faut planifier une période de transition. Dans ce but, il a été prévu de mettre en œuvre progressivement la loi n° 4628 du 20 février 2001.

La première étape est la journée de licence où EPDK est prête à distribuer les licences aux participants du marché électrique pour qu'ils puissent fonctionner les activités du marché. La deuxième étape est la journée des clients éligibles le 3 mars 2003 où les clients éligibles dépassant une certaine limite de consommation obtiennent la liberté de choisir leur propre fournisseur d'électricité. La troisième étape est la journée de l'équilibre et conciliation où le centre de règlement financier du marché électrique a démarré le mécanisme de règlement et d'équilibre dans le but de résoudre des équilibres de l'offre-demande à court terme dans le cadre d'un marché libéral de l'électricité. La quatrième étape est la journée du marché où le centre de règlement financier du marché électrique est devenu plus actif dans un marché où les accords bilatéraux font l'objet aux régulations donnent leur place ceux qui ne font pas objets à aucune régulation. Suite à la mise en place d'un tel système, le nouveau modèle du marché électrique est devenu plus efficace.

Les difficultés rencontrées au cours de la période de passage au nouveau modèle du marché électrique en Turquie étaient l'insuffisance de l'excès de demande négociable, le niveau élevé du taux de pertes dus aux fuites dans plusieurs zones de la distribution, l'insuffisante infrastructure de contrôle, de mesure et de communication pour le nouveau modèle du marché électrique turc, le fait que TETAŞ a un statut monopole de vente en gros

---

<sup>547</sup> Ulusal Yük Dağıtım Merkezi.



dans le marché électrique, l'excès des coûts encombres par TETAŞ, l'incomplète procès de la privatisation du marché électrique.

En outre, avant l'application du nouveau modèle du marché électrique turc prévu par la loi n° 4628 visant à transposer la directive 96/92/CE, les prix actuels de vente en gros et en détail ne reflétaient pas suffisamment les coûts réels. La disposition temporaire 3 (2) (b) (3) de la loi n° 4628 du 20 février 2001 prévoit que « *Le Conseil des ministres a le pouvoir de réguler les dispositions sur les fonds accédant les tarifs de vente de l'électricité et les tarifs qui sont en dessus ou en dessous des tarifs en vigueur, et de diminuer les taux à zéro* ». <sup>548</sup>

## **2. Les consommateurs éligibles**

Les clients éligibles sont des personnes physiques ou morales ayant la liberté de choisir directement leurs fournisseurs, du fait qu'ils consomment plus de l'énergie électrique déterminé par EPDK, ou ils accordent directement aux réseaux de distribution de l'énergie. Les limites des clients éligibles qui sont déterminantes pour le niveau de libéralisation du marché électrique sont publiées par EPDK en tenant en compte des réductions déterminées au plus tard au 31 janvier de chaque année. Afin de déterminer les réductions concernant la limite des clients éligibles, EPDK prend en considération le développement de la concurrence, la suffisance de l'infrastructure de contrôle, de communication et de mesure, la capacité de la transaction du PMUM, la capacité de production sous les contrats bilatéraux, des informations statistiques concernant des clients éligibles fournies par TEİAŞ et ceux ayant des licences de distribution. <sup>549</sup>

Il existe des critères pour être admis en tant que clients éligibles. Les clients qui accordent directement aux systèmes de transport, les clients dont la consommation de l'année précédente dépassent la limite de clients éligibles et ceux dont la consommation de l'année présente dépasse la limite de clients éligibles sont considérés comme des clients éligibles.

En outre, si la consommation totale d'énergie électrique appartenant à la même personne dans les mêmes ou différentes zones de distribution dépasse la limite de clients éligibles de l'année précédente, et si les consommateurs appartient à une seule personne morale et leur consommation totale dépasse la limite de clients éligibles de l'année précédente, et il y a un accord bilatéral entre le fournisseur et la personne morale et les

---

<sup>549</sup> Le livre d'application du marché électrique, EPDK, septembre 2002, p. 13.

consommations de l'électricité des consommateurs sont mesurées par un seul compteur. En vertu du règlement d'équilibrage et de conciliation, la demande de l'unification des consommations s'applique à partir du 31 janvier 2004 pour les personnes morales ayant consommé l'énergie électrique dans plusieurs points de consommation dans les différentes zones de distribution sous les activités de PMUM.<sup>550</sup>

TEİAŞ attribue une attestation de client éligible aux consommateurs ayant accordé directement aux réseaux de transport qui veulent conclure des contrats bilatéraux. Les personnes morales ayant la licence de transport distribuent aussi l'attestation de client éligible aux consommateurs consommant l'énergie électrique et la capacité sur le système de transport. Dans le cas où un client éligible veut conclure un contrat bilatéral pour changer son fournisseur, il doit tout d'abord justifier à son nouveau fournisseur qu'il a rempli ses obligations envers son fournisseur précédent.

## **B. Les activités et les licences du marché électrique turc**

Les principes essentiels des licences et les types de licences sont prévus par l'article 2 de la loi n° 4628 du 20 février 2001 qui explique les activités du marché électrique turc. Les personnes morales qui veulent exercer une des activités du marché électrique doivent obtenir une licence d'attestation de pouvoir auprès d'EPDK. Il est obligatoire d'obtenir une licence pour chaque activité et pour chaque établissement.

Dans le cadre de la loi n° 4628 du 20 février 2001, les activités du marché qui peuvent être exercées par les personnes morales ayant une licence du marché électrique sont la production, le transport, la distribution, la vente en gros, la vente en détail, le service de vente en détail, l'exportation et l'importation. Les activités d'exportation et d'importation à exercer par les personnes morales ayant une licence de vente en gros ou une licence de vente en détail sont organisées dans le cadre de leurs licences de vente en gros et en détail, donc elles ne nécessitent pas d'obtenir une autre licence d'exportation ou importation. À condition que les activités de vente en détail et de service de vente en détail soient expressément déterminées dans la licence de vente en détail, elles ne nécessitent pas non plus l'obtention d'une autre licence.

---

<sup>550</sup> Le livre d'application du marché électrique, EPDK, septembre 2002, p. 23.

Ceux qui produisent l'électricité et qui ont les réseaux de transport et de distribution et ceux qui ont des installations ou équipements qui ne fonctionnent pas en parallèle avec les réseaux de transport et de distribution ou ceux qui peuvent faire fonctionner leurs installations et équipements sans interconnecter aux réseaux de transport et de distribution, ne sont pas obligés d'obtenir de licence à moins que la capacité totale de l'énergie produite dans leurs installations ne fasse pas partie des activités de vente en gros et en détail. Les activités de transport et de distribution du marché électrique et les ventes aux clients non-éligibles, y compris les activités de TETAŞ, à moins qu'il ne garde sa position monopole dans le marché électrique, sont soumises à la réglementation par la loi n° 4628 du 20 février 2001.

En principe, les licences ne sont transférables en aucun cas. Néanmoins, dans le cas où les banques et/ou les institutions financières fournissent certains financements du projet à ceux qui ont des licences, dans le cadre des accords de crédit et des conditions prévues dans le règlement de licence du marché électrique, les banques et/ou les institutions financières peuvent proposer d'attribuer la licence à une autre personne en assumant les responsabilités de celui qui est le propriétaire de cette licence. C'est ainsi qu'à la condition de remplir toutes les obligations prévues par le règlement de licence du marché électrique, la personne proposée peut obtenir la licence. Sans obtenir la permission de l'EPDK, les droits provenant d'une licence ne peuvent pas être vendus à un tiers.

Les personnes morales soumises aux dispositions du droit privé qui veulent obtenir une licence d'activité du marché électrique, selon les dispositions du code de commerce n° 6762, doivent être créés en tant que société anonyme ou que une société à responsabilité limitée. Si elles sont créés en tant que société anonyme, toutes leurs actions doivent être enregistrées nominatives. Pour obtenir la licence d'une des activités du marché électrique, les personnes morales doivent soumettre à EPDK tous les documents énumérés dans le règlement de licence du marché électrique. Pour les applications de licences de production et d'auto-producteur et de groupe d'auto-producteurs, il est essentiel de soumettre un calendrier montrant les jalons du projet à EPDK et ce dernier doit approuver la date de la finalisation du projet de l'installation.

En ce qui concerne les applications de licence de production, d'autoproduction et de groupe d'auto producteur, EPDK demande l'avis de TEİAŞ et/ou de ceux qui ont la licence de distribution dans la zone de production sur l'interconnexion aux réseaux de distribution et de transport et sur l'utilisation des réseaux dans les quarante cinq jours à partir de la date de

notification. Pour les applications de vente en gros ou en détail, dans le cas où les pays qui remplissent des conditions de l'interconnexion internationale où ils demandent d'exercer les activités d'importation, d'exportation, selon la loi n° 3154 sur l'organisation et les responsabilités du ministère de l'énergie et des ressources naturelles, EPDK demande à TEİAŞ et à ceux qui ont les licences de distribution leur avis technique sur l'implémentation.

Par son analyse et évaluation de l'implémentation pour chaque type de licence, EPDK prend en considération certains critères. Les implémentations des licences devront être conformes aux objectifs prévus par la loi n° 4628, les avis sur les objections écrites aux implémentations de licences, l'effet sur le développement de la concurrence dans le marché électrique et la protection des droits de consommateurs, le pouvoir de la personne morale et ses ressources financières, l'expérience et les performances des personnes qui ont demandé la licence dans le marché national et international de l'électricité. C'est ainsi que les implémentations de licence doivent être finalisées dans les soixante jours à partir de la date du commencement de leur évaluation. Si cette durée n'est pas suffisante, EPDK peut prolonger cette durée jusqu'à quarante jours et le notifie au demandeur par la lettre écrite.

Comme la subvention croisée entre ces différents comptes est interdite, il est obligatoire de garder un compte séparé pour chaque activité faisant l'objet d'une licence. Cette règle est aussi valable pour les entreprises qui exercent les activités de vente en détail. Les personnes morales ayant des activités de vente en détail aux clients éligibles et non-éligibles devront également avoir des comptes séparés pour leurs activités et ils ne peuvent faire aucune subvention croisée.

Les personnes morales ayant des licences d'une activité dans le marché électrique, ne peuvent pas exercer d'autres activités. Les personnes morales qui font partie d'un groupe d'entreprises ou holding ayant des licences d'auto-producteur et de groupe d'auto-producteur peuvent exercer une autre activité en dehors de l'activité de leurs licences. Néanmoins, elles ne peuvent pas établir de subventions croisées entre les activités du marché de l'électricité et celles hors-marché. Ceux ayant la licence d'une des activités du marché électrique ne peuvent pas non plus établir de subventions croisées avec l'entreprise et une autre entreprise sous le même groupe d'entreprise.

Lorsque les personnes morales et/ou TEİAŞ ne sont pas d'accord sur les modifications ou l'application des prévisions des accords de l'interconnexion et l'utilisation des réseaux, l'article 38 du règlement de licence du marché électrique s'applique sur des désaccords. Il est

bien marqué dans les licences que les décisions à prendre au plus tard en trente jours par EPDK, seront contraignantes pour les parties. EPDK analyse et prend une décision en trente jours sur les réclamations en ce qui concerne la discrimination par les personnes morales ayant des licences contre les personnes physiques et morales qui veulent avoir accès aux réseaux de transport et de distribution. Les litiges provenant des décisions de l'EPDK sont portées devant le Conseil d'État en tant que le tribunal de première instance.

## **1. La production, le transport et la distribution de l'électricité**

L'activité de production se réalise par EÜAŞ<sup>551</sup>, ses partenaires, les entreprises privées de production, les auto-producteurs et les groupes d'auto-producteurs. Les personnes morales ayant des licences de production, peuvent vendre par les biais des accords bilatéraux l'énergie électrique et la capacité qu'elles ont produites à ceux qui ont des licences de vente en gros, de vente en détail et aux clients éligibles. Les possesseurs de licences de production doivent garder l'installation de production de manière à travailler et à exercer les responsabilités assumées, de munir les compteurs qui peuvent mesurer à multi-fuseau horaire exigé par l'infrastructure du contrôle, de la communication et de la mesure.<sup>552</sup>

En outre, ceux qui ont des licences de production doivent payer les coûts de distribution et/ou de transport dans les ventes de la capacité et de l'électricité produite aux clients sans aucune restriction de zone, et propose à TEİAŞ ou aux personnes morales ayant des licences de distribution, les prix pour les services auxiliaires dans le cadre des possibilités techniques. Ils donnent également la proposition du chargement ou déchargement au centre de règlement financier du marché dans le cadre du règlement de l'équilibrage et de la conciliation. Sauf les groupes d'auto-producteur et des groupes d'auto-producteurs, les personnes morales ayant des licences de production devront avoir une licence et un compte différent pour chaque activité d'exploitation ou de location de chaque installation de production.

EÜAŞ et ses filiales devraient garder la propriété des installations de production d'électricité appartenant au public et doivent les exploiter. Selon l'article temporaire 6 de la loi n° 4628, EÜAŞ et ses filiales vendent l'énergie électrique à TETAŞ à condition que la durée de vente ne dépasse pas la durée de cinq ans. Afin de pouvoir déterminer les coûts réels

---

<sup>551</sup> Elektrik Üretim A.Ş.

<sup>552</sup> Le livre d'application du marché électrique, EPDK, septembre 2002, p. 8.

de l'électricité produite, il faut qu'EÜAŞ reprenne les installations hydroélectriques de DSİ, détermine les coûts d'énergie électrique et de capacité sur la base de chaque installation.

Dans l'activité de production d'électricité, il existe également des entreprises privées de production, des auto-producteurs et des groupes d'auto-producteurs. Les entreprises privées de production sont soumises aux dispositions du droit privé et s'occupent de la production et de la vente d'électricité par le biais des installations de la production d'électricité louées ou dont les droits d'exploitation sont repris. Ces entreprises peuvent être filiales des entreprises privées de distribution sans aucun contrôle. Le taux du marché électrique appartenant à ces entreprises privées et ses filiales ne peut pas excéder 20 % de la capacité installée de l'énergie électrique de la Turquie de l'année précédente.

En principe, les auto-producteurs et les groupes d'auto-producteurs fonctionnent pour remplir leurs propres besoins en énergie électrique. Ils peuvent vendre à un taux déterminé par EPDK dans un marché libéral à condition que l'électricité à vendre n'excède pas 20 % de l'électricité qu'ils produisent dans un an calendaire. Selon les principes de non discrimination entre ceux qui ont des mêmes conditions, si l'auto-producteur et le groupe d'auto-producteur vendent plus d'électricité ce que l'EPDK a prévu pour un an calendaire, ils doivent obtenir la licence de production.

En matière de taux de marché et de lien de participation, les auto-producteurs et les groupes d'auto-producteurs sont soumis aux mêmes restrictions que les entreprises de production. Pour la vente d'électricité produite par les groupes d'auto-producteurs aux entreprises partenaires du groupe, comme il est applicable pour les clients dans un marché libéral, il est aussi obligatoire d'émettre une facture. Pour les groupes d'auto-producteurs à créer, il est essentiel que les partenaires du groupe soient des clients éligibles et ils devront être déterminés au moment de l'application de licence. Dans le cas où les partenaires qui vont utiliser l'électricité appartiennent au même groupe d'entreprises et au même holding, les partenaires ne sont pas obligés d'être les clients éligibles.

Lorsque les personnes morales exerçant des activités de production d'électricité ont une seule installation de production d'électricité, il sera plus difficile pour elles de conclure des accords à répondre aux profils de charge de leurs clients. Pour qu'elles ne soient pas trop influencées des coûts des marchés de l'équilibrage et de la conciliation. Au lieu de vendre l'électricité qu'elles produisent aux clients éligibles, il convient de vendre directement aux entreprises de vente en gros et/ou en détail et de se rassembler avec d'autres entreprises de

production d'électricité sous le toit d'une même personnalité morale de façon à répondre aux profils de charges des clients.

À propos de transport d'électricité, les activités de transport d'électricité dans le marché électrique turc sont exercées par TEİAŞ<sup>553</sup> qui est une entreprise publique ayant la propriété des actifs de transport et qui fonctionne également en tant qu'exploiteur du système et du marché électrique turc. Dans ce cadre, TEİAŞ est responsable pour le transfert des installations de transport sous la propriété publique, de la planification et la mise en œuvre des investissements de transport, de l'exploitation du système national de transport et de sa réparation et sa maintenance. Il doit fournir des services de transport sans faire aucune discrimination parmi ceux qui sont dans les mêmes conditions. Il doit assurer également l'infrastructure conformément à un marché libéral de l'électricité pour construire un marché stable, économique et efficace.

Par ailleurs, TEİAŞ assure la connexion des tiers au système de transport et l'accès des tiers au système de transport et prépare les projections de capacité de production de l'électricité et exploite le centre de règlement financier du marché électrique et achète des services auxiliaires. Il détermine les précautions à prendre vis-à-vis des situations urgentes et fait des préparations et donne des instructions aux possesseurs des licences en cas d'urgence. Il prépare les tarifs de transport et d'interconnexion dans le cadre du règlement des tarifs du marché électrique<sup>554</sup> et propose à EPDK et coordonne des travaux d'interconnexion au niveau international.

Quant à la distribution d'électricité, TEDAŞ, ses filiales et les entreprises privées de distribution limitée seulement à la zone déterminée dans leurs licences de distribution peuvent exercer les activités de distribution d'électricité. Les personnes morales ayant des licences de distribution sont responsables des projets d'investissements, pour construire les nouvelles installations de distribution, pour les améliorer si nécessaire et exploiter, maintenir et réparer des systèmes de distribution conformément à la législation concernée. TEDAŞ assure le service non-discriminatoire de distribution entre tous ceux qui sont dans les mêmes conditions, et l'accès et l'interconnexion des tiers aux réseaux de distribution.

En outre, TEDAŞ prépare les estimations de demande et garde les informations en ce qui concerne les consommateurs se trouvant dans leur zone d'électricité. Lorsqu'il existe des clients qui ne peuvent pas être fournis par un autre fournisseur d'énergie électrique ou de la

---

<sup>553</sup> Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

<sup>554</sup> Le règlement des tarifs du marché électrique a été entré le 11 août 2002 suite à sa publication dans le Journal officiel n° 24843.

capacité dans la zone de TEDAŞ ou d'autres entreprises de distribution, ces derniers peuvent obtenir une licence de vente en détail et vendre l'électricité à ces clients en détail. Lorsque le fournisseur de l'électricité et de la capacité sauf les entreprises de distribution ayant des licences de vente en détail, arrête des activités pour une durée temporaire à cause de raisons juridiques ou arrête ses activités complètement, TEDAŞ et d'autres entreprises de distribution fournissent l'électricité et/ou la capacité aux clients éligibles jusqu'à ce qu'ils concluent un nouveau accord bilatéral avec un nouveau fournisseur. Il prépare les tarifs de distribution et d'interconnexion dans le cadre des règlements des tarifs du marché électrique et des déclarations concernées. Il assure également l'achat des services auxiliaires. TEDAŞ et ses filiales dirigent les activités de distribution et de vente en détail. Selon le nouveau modèle de marché électrique prévu par la loi n° 4628 du 20 février 2001, il est prévu de séparer les activités de distribution et de vente.

Quant aux entreprises privées de distribution, elles peuvent obtenir des licences de production à condition que la somme de l'électricité produite ne puisse pas dépasser 20 % de l'électricité consommée de l'année précédente dans leur zone, ou bien elles peuvent conclure des partenariats avec les personnes morales ayant des licences de production. Mais, les entreprises privées de distribution ne peuvent pas acheter plus de 20 % de l'électricité distribuée de l'année précédente des entreprises de production en partenariat. À condition que les personnes morales ayant les licences de distribution obtiennent des licences de vente en détail, elles peuvent également exercer des activités de vente en détail.

## **2. La vente en gros et en détail de l'électricité**

TETAŞ et les entreprises privées de vente en gros exercent les activités de vente en gros de l'électricité. Ils vendent directement aux clients éligibles l'énergie électrique et la capacité en gros. Lorsque leurs licences de vente en gros contiennent des clauses qui leur permettent d'exercer l'activité d'importation ou d'exportation, ils peuvent également l'assumer.

TETAŞ qui est une entreprise publique en charge d'assumer les coûts supplémentaires provenant du passage transitoire aux marchés concurrentiels et des implémentation du modèle du nouveau marché électrique est responsable d'exercer les activités de vente en gros sans discrimination entre ceux qui sont égaux, d'entreprendre les contrats concernant les clients liés directement aux réseaux de transport jusqu'à ce que les consommateurs concernés choisissent leurs fournisseurs dans le cadre des accords bilatéraux. Elle assume également les



accords d'exportation et d'importation, et propose des contrats de vente de l'énergie pour remplir ses obligations liées à la vente. Elle offre au marché de l'équilibrage et de la conciliation et fait des appels d'offre pour la location des capacités hydroélectriques. Dans le cas d'une émergence du déficit en ce qui concerne la satisfaction des obligations de vente, TETAŞ prépare les contrats d'achat sur la base des offres ayant les coûts les plus bas.

La plupart des activités de TETAŞ est soumise à la régulation à cause de sa position de monopole dans le marché électrique. Selon l'article temporaire 6 concernant le financement des coûts assumés de la loi n° 4628 du 20 février 2001, elle avait le droit d'acheter la capacité et/ou l'énergie électrique par les biais des accords bilatéraux avec EÜAŞ et/ou ses filiales d'une manière à ne pas dépasser une période de cinq ans et sans faire aucune discrimination entre les égaux. TETAŞ doit organiser également les accords bilatéraux entre les entreprises de vente en gros et en détail et les entreprises de distribution ayant des licences de vente en détail, les prix de charge et décharge de l'électricité dans le marché d'équilibrage et de conciliation et d'achat de l'électricité de ressources les plus économiques dans les cas où l'énergie supplémentaire est nécessaire. Quant aux entreprises privées de vente en gros, leur taux total dans le marché électrique de leurs activités avec celles de leurs filiales qui n'est pas soumis à la régulation ne peut pas dépasser 20 % de l'énergie électrique produite l'année précédente.

Les activités de vente en détail et des services de vente en détail sont exercées par les entreprises de distribution ayant la licence de vente en détail et les entreprises de vente en détail. Les personnes morales ayant la licence de vente en détail s'occupent de vendre de l'énergie électrique et/ou de la capacité aux consommateurs, munir du service de vente en détail, d'importer l'énergie électrique et/ou la capacité au niveau de leur distribution à condition que leurs licences contiennent la condition d'importation de l'électricité.

Les entreprises de vente en détail peuvent exercer les activités de vente en détail et des services de vente sans aucune restriction régionale. Les entreprises de distribution ayant la licence de vente en détail ne peuvent vendre que l'électricité et/ou la capacité aux clients éligibles se trouvant dans la zone d'une autre entreprise de distribution si leurs licences leur donnent un tel pouvoir. Pour que les entreprises de vente en détail puissent exercer les activités de vente de l'énergie électrique et/ou la capacité dans le cadre de leurs licences aux clients non-éligibles, il faut proposer un tarif de vente en détail à tous les clients non-éligibles dans la zone de distribution par l'entreprise de vente en détail, il faut que les clients aient des

compteurs électroniques à multi-fuseau horaire appropriés à la déclaration publiée par l'EPDK et dernièrement les tarifs de vente en détail doivent être approuvés par l'EPDK. Sauf les services de vente en détail, les services de lecture des compteurs et la facturation sont exercés par les entreprises de vente en détail et/ou les entreprises de distribution ayant la licence de vente en détail.

## **§ 2. Le nouveau modèle prévu sous la période de transition**

### **A. Les applications de la période transitoire**

#### **1. Les coûts engagés**

Les coûts engagés qui sont des déficits liés à une structure de monopole provenant de la période passée du marché de l'électricité ne sont pas raisonnables dans un marché concurrentiel. Ces coûts proviennent, en général, des accords à long terme ou des investissements insuffisants à long terme. La raison principale des réformes et des implémentations des politiques de la libéralisation en Turquie est l'insuffisance des politiques énergétiques suivies pendant la période monopole. La structure monopolistique du marché de l'électricité donnait l'importance de répondre au mieux aux besoins des clients dans n'importe quelles conditions contrairement au marché libéral de l'électricité dans lequel les prix et les conditions du marché se déterminent librement.

Les coûts engagés proviennent des accords existants avec des coûts élevés chargés par TETAŞ et d'autres obligations d'achat à long terme. De sorte que les accords d'achat à long terme apportent de nouveaux coûts dans les lieux où il existe une offre excédentaire, malgré des méthodes choisies pour couvrir des coûts, ils sont considérés comme des obstacles devant la transition au marché concurrentiel de l'électricité. Ces coûts sont liés à plusieurs facteurs : le prix de vente en gros, le prix du gaz naturel et l'augmentation de la demande.

En outre, il existe trois choix principaux pour couvrir les coûts. D'après le premier choix, les coûts engagés peuvent être défrayés par le budget général. Ce choix cause à détruire la structure du marché en augmentant le coût réel et la transparence dans le marché disparaît. Dans le deuxième choix, les coûts engagés se reflètent à tous les consommateurs. Sous ce système, les consommateurs sont impliqués non seulement le coût de consommation de l'énergie de l'électricité, mais en supplément le prix additionnel. Dans ce système le prix de vente en gros est plus bas qu'il doit être et l'entrée des nouveaux investisseurs de la production d'électricité au marché devient plus difficile, et la concurrence ne peut pas être

assez développée. Le troisième choix est l'équilibrage des coûts engagés par la production à coût bas. Les prix de vente de la production d'électricité qui sont assez élevés des prix du marché, sont équilibrés par les prix de vente de la production dont le prix est plus bas que celui du marché électrique, et le prix de vente en gros se maintient dans un niveau raisonnable.

La loi n° 4628 du 20 février 2001 prévoit le dernier choix. Dans les accords prévus par l'article temporaire 6, TETAŞ achète l'électricité de la part de l'EÜAŞ pour une période qui n'excède pas cinq ans sous les conditions et les procédures prévues par l'EPDK. Dans la détermination des tarifs de vente en gros de TETAŞ, le reflet des prix moyens de l'énergie de l'électricité achetée et la capacité de pouvoir mettre en œuvre tout ce qu'exigent les obligations de TETAŞ.

## **2. Les accords bilatéraux faisant l'objet de la réglementation**

Suite à la libéralisation du marché de l'électricité en Turquie, les personnes morales qui fonctionnent dans le secteur de l'électricité ont eu besoin de faire des accords bilatéraux pour satisfaire leurs obligations d'achat et de vente d'électricité. Dans ce contexte, les fournisseurs devraient conclure des accords bilatéraux pour satisfaire leurs obligations de vente de l'énergie. Les producteurs doivent également faire des accords afin d'estimer et planifier la capacité de leur production. Les producteurs et fournisseurs qui n'ont pas conclu de contrats restaient extrêmement dépendants du marché de l'équilibrage.

Dans l'hypothèse où les personnes morales concluent des contrats d'achat et de vente d'énergie d'électricité pour une somme qui est plus ou moins de leurs propres besoins, ces accords causent des déséquilibres dans le fonctionnement du marché électrique et la diversification des prix de l'électricité. C'est la raison pour laquelle les accords à conclure au début du passage transitoire à la période du nouveau modèle du marché électrique doivent être conclus d'une manière à diminuer les effets négatifs et à assurer une transition souple et efficace.

En plus, les accords à conclure sont définis en tant qu'accords bilatéraux faisant l'objet de la régulation du marché de l'énergie. Le but principal de conclure des contrats bilatéraux est d'éviter des fautes contractuelles qui peuvent être confrontées pendant la période transitoire et d'assurer la libéralisation du marché de l'électricité sans être exposé à des déséquilibres physiques ou sans être confronté à des risques financiers. Ce type de contrats

permet aux fournisseurs d'avoir l'opportunité de gérer leur propre portefeuille de production d'électricité, et ainsi parmi les entreprises, le flux d'argent était plus déterminable et le risque se distribuait plus équitablement entre les acteurs du marché électrique. Grâce aux accords bilatéraux, les entreprises peuvent déterminer les accords d'achat et de vente d'électricité, et ainsi ils peuvent éviter la complexité du prix d'électricité au début de l'ouverture du marché électrique.

Bien qu'il soit impossible d'estimer les coûts du marché d'équilibrage avant la libéralisation du marché électrique et que les participants du marché puissent prendre des fausses décisions en ce qui concerne leurs obligations prévues par les accords bilatéraux, ces derniers étaient indispensables pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et les coûts des installations de la production d'électricité. Ces accords s'arrangeaient pour une période d'un ou cinq ans et concluent pendant le premier an pour la totalité de la vente d'électricité au marché monopole et une partie fixée de la vente d'électricité au marché libéralisé. À la fin de cinquième année de la libéralisation du marché électrique turc, selon le montant de surplus de la demande ouverte aux négociations, ces accords donnaient sa place aux accords qui ne font pas objet de la régulation.

## **B. Le marché d'équilibrage et l'accès aux réseaux électriques**

Le modèle du marché électrique consistait sur la consommation de l'électricité attribuée sur les réseaux dans le cadre des accords bilatéraux et le compromis sur la consommation de l'électricité. C'est la raison pour laquelle, selon la loi n° 4628 du 20 février 2001, PMUM détermine les montants à payer ou à être payés par les parties qui causent le déséquilibre dans le système électrique, et identifie les obligations provenant des accords bilatéraux. Pour que PMUM puisse exercer sa mission d'opérateur du marché électrique, il est obligé de fournir aux clients éligibles directement liés aux réseaux de transport et aux installations de production, aux groupes d'autoproduit et aux centres de transformateurs de transport et de distribution des compteurs électroniques.

### **1. Les principes généraux concernant le fonctionnement du marché d'équilibrage**

Dans le marché électrique des accords bilatéraux supporté par le mécanisme d'équilibrage, il faut estimer le besoin de l'énergie électrique des consommateurs et fournir ce besoin en temps réel. Même si l'estimation de consommation est sensiblement déterminée, à

cause de différentes habitudes des consommateurs, les événements sociaux, le changement climatique, les changements qui peuvent émerger dans la production de l'électricité, l'offre dans le cadre des accords bilatéraux ne peut être suffisante pour la consommation en temps réel. Dans une telle hypothèse, PMUM évalue des propositions de l'offre de charge ou décharge, et stabilise l'équilibre physique du marché de manière à refléter le coût le plus bas aux acteurs du marché électrique.

Les règles concernant le fonctionnement du marché visent à équilibrer l'opérateur des réseaux TEİAŞ et UYDM<sup>555</sup> d'une manière technique et commerciale, et assurer le paiement du prix pour satisfaire le manque en électricité des parties des accords bilatéraux, ou assurer le paiement du prix de l'électricité attribué sur les réseaux par ce qui a plus d'électricité que leur besoin.

## **2. L'accès aux réseaux électriques**

L'accès aux réseaux électriques pour toute personne physique et morale ayant la licence de distribution ou de transport, autrement dit, l'accès aux réseaux des personnes morales et physiques n'est pas négociable, il est réglé par la loi.

Comme les activités de transport et de distribution d'électricité sont des monopoles et les personnes qui veulent accéder aux réseaux n'ont pas d'autre alternative, les règles d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité sont assez claires et nettes.

---

<sup>555</sup> Le Centre de Répartition de Charge National (Ulusal Yük Dağıtım Merkezi).

## SECTION 2.

### L'AUTORITÉ DE RÉGULATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

Les régulations des marchés énergétiques étant une partie des services publics de réseaux en France et en Turquie presentaient plusieurs convergences jusqu'au moment de la libéralisation de leurs marchés énergétiques.<sup>556</sup> Même s'il existe des différences au niveau du fonctionnement de régulation de leurs marchés énergétiques, la France et la Turquie ont pratiquement suivi la même procédure basée sur la fonction administrative de régulation des secteurs énergétiques et la création des autorités sectorielles responsables de la régulation de ces marchés.<sup>557</sup>

La libéralisation des services publics de réseau énergétique est un choix commun en Turquie comme en France. Par contre, à cause des changements juridiques induites par l'ouverture de leurs marchés énergétiques à la concurrence dans ces deux pays, le droit turc a pris l'exemple du droit administratif français, mais il n'a pas montré la même tendance quant à la régulation du marché énergétique turc.<sup>558</sup>

Du fait de la candidature de la Turquie à l'UE, les exigences du droit européen jouent un rôle important sur la législation turque concernant la libéralisation du marché énergétique turc. Car la Turquie a l'obligation de poursuivre l'alignement de sa législation sur l'acquis communautaire, dans le cadre des conditions de l'adhésion puisqu'elle est pays candidat depuis le sommet d'Helsinki de décembre 1999.<sup>559</sup>

Dans cette perspective, les lois encadrent les institutions indépendantes, spécialisées et responsables de la mise en œuvre des politiques de l'énergie. En droit turc, les lois relatives au marché énergétique ne contiennent pas de définition de « *régulation* », mais

---

<sup>556</sup> <http://www.invest.gov.tr/fr-FR/investmentguide/investorsguide/Pages/BusinessEnvironment.aspx> (consulté le 14 février 2015).

<sup>557</sup> CHEVALLIER J., « De quelques usages du concept de régulation », dans MIAILLE M. (dir.), *la régulation entre droit et politique*, Actes du Colloque du Centre d'études et de recherches sur la théorie de l'État, les 1 et 2 octobre 1992, Université de Montpellier I, Paris, 2005, L'Harmattan, Coll. Logiques juridiques, p.71.

<sup>558</sup> La décision du conseil européen du 8 mars 2001 concernant les principes, priorités, objectifs intermédiaires et conditions du partenariat pour l'adhésion de la République de Turquie (2001/253/CE) exige l'instauration à court terme « *d'une autorité de tutelle indépendante pour les secteurs du gaz et de l'électricité, l'octroi à cette autorité des compétences et des moyens nécessaires pour exécuter ses tâches de manière efficace* ».

<sup>559</sup> Ses négociations d'accès, commencées par l'examen analytique pour l'adoption de la législation européenne, ont débuté en octobre 2005. Le conseil européen a publié en février 2008 une nouvelle décision du « *partenariat pour l'adhésion* » de la Turquie dans l'Union. Ce document constate que, parmi les priorités à réaliser à court terme, la Turquie doit poursuivre la libéralisation du marché et les réformes des prix, notamment dans les domaines de l'énergie et celle de privatisation des entreprises publiques.

«*réglementation et contrôle*», et relativement il n'existe pas d'autorité administrative indépendante, mais des institutions de régulation dotée d'une personnalité morale de droit public, de l'impartialité, l'indépendance, la compétence de régulation, de surveillance, du contrôle et de sanction.

La loi n° 5018<sup>560</sup> relative au contrôle financier de l'administration publique crée des institutions réglementaires et de contrôle ayant une autonomie administrative et financière et une personnalité morale publique. On peut discuter la nécessité d'avoir une autorité de régulation du marché de l'énergie qui fonctionne d'une manière saine dans un marché concurrentiel. Il est bien clair que dans le marché turc de l'énergie, comme la concurrence ne s'est pas bien installée, on avait besoin d'avoir des autorités de régulation du marché de l'énergie. À mesure que la concurrence se stabilise dans le marché turc de l'énergie, le rôle et l'intervention de l'autorité de régulation du marché énergétique seraient limités et à la fin nous aborderons un marché de l'énergie qui se fonctionne sans aucune intervention du régulateur.

Au début de la période de la transition des directives européennes énergétiques, le marché turc de l'énergie était assez faible pour mettre proprement en œuvre les politiques de la concurrence. Il est bien évident que le passage à un marché concurrentiel de l'énergie qui se manipule par les décisions des politiciens, prendrait plus de temps par rapport aux autres marchés industriels.<sup>561</sup>

En outre, la plupart des entreprises énergétiques qui ont été construites et exploitées par l'État, rendent difficile de restructurer le secteur énergétique. Ce phénomène apporte plusieurs difficultés durant la restructuration du marché turc de l'énergie. Il faut bien adapter les régulations auxquelles les secteurs régulés sont soumis et les institutions de régulation en face des modifications des conditions économiques, politiques et juridiques. Pendant la restructuration du marché turc de l'énergie, le facteur le plus important est de bien assurer l'efficacité et la compétence de l'institution de régulation au niveau le plus élevé. Dans le cadre du «*Programme de stabilité économique et de lutte contre l'inflation*» adopté en 2001, une politique de la réorganisation du marché électrique en Turquie a été lancée pour assurer la libéralisation du marché énergétique et la création d'un milieu concurrentiel dans les activités

---

<sup>560</sup> La loi n° 5018 intitulé « La loi du contrôle et de la gestion du finance publique » (« Kamu Mali Yönetimi ve Kontrol Kanunu ») est datée du 10 décembre 2003 et publié dans le Journal officielle turc n° 25326 du 24 décembre 2003.

<sup>561</sup> ARDIYOK Ş. - TEPE B. « Devlete yeni rol : Regülasyon » (« Le nouvel rôle de l'État: Régulation »), AİD, mars 2004, tome 37, n 1, p 105 : l'apparition de la régulation en Turquie découle également du changement du rôle de l'État dans plusieurs domaines de services publics notamment en conséquence de la vague de privatisation.

de production, transport, vente en gros et distribution d'électricité. À cette fin, une nouvelle autorité de la régulation sectorielle a été prévue : EPDK.

La constitution de l'institution d'EPDK est prévue pour la première fois par l'article 4 de la loi n° 4628. Ainsi, EPDK se constitue en tant qu'une personnalité morale publique ayant des privilèges administratifs et financiers, et chargée d'exécuter les missions qui lui sont attribuées par la loi n° 4628. EPDK a été créée en tant qu'autorité administrative indépendante.<sup>562</sup> La notion de l'autorité administrative indépendante est un terme provenant en droit turc du droit français. Dans la doctrine turque, pour les institutions de régulation et de contrôle, il existe également différents termes. Par exemple, Prof. Yıldızhan YAYLA préfère la définition des institutions publiques indépendantes.<sup>563</sup> La terme « *régulation* » dans la littérature turque a été, en principe, importé par les économistes. La régulation s'emploie à réguler les marchés par l'État et les institutions administratives.<sup>564</sup>

Selon la doctrine française, en principe, en vue de créer une nouvelle institution de la régulation indépendante, le domaine à ne pas réguler par aucune autorité a dû ne pas être assumé auparavant par l'État. Conformément à cette doctrine, l'Autorité de la concurrence en Turquie assume le rôle de protéger la concurrence qui n'a été régulée auparavant par aucune institution.

Néanmoins, ce constat n'est pas entièrement correct pour le secteur de l'énergie.<sup>565</sup> À savoir qu'avant l'entrée en vigueur de la loi du 20 février 2001 et la constitution de l'autorité de la réglementation du marché de l'énergie (« EPDK » en turc), le ministère chargé de l'énergie et des ressources naturelles fonctionnait également en tant que régulateur du marché de l'énergie. EPDK a été créée en novembre 2001 sous la tutelle du ministère de l'énergie et des ressources naturelles.

Cette sous-section qui analyse le marché turc de l'électricité suite à la politique de la libéralisation du marché énergétique européen et en même temps l'EPDK en tant que l'autorité de régulation du marché de l'électricité souligne qu'il est essentiel d'aborder le marché concurrentiel de l'énergie et que la régulation et ainsi EPDK n'est que des moyens de

---

<sup>562</sup> ULUSOY Ali, « Les autorités administratives indépendantes », Ankara, 2003, p. 2, « Les autorités administratives indépendantes sont définies en tant que les personnes administratives publiques avec un budget privilégié et ayant un privilège financier, dont les décisions ne sont pas prises sous l'influence d'autres autorités et dont les organes de décision ont une protection spéciale en prenant des décisions sur les libertés et droits fondamentaux et les décisions sur les activités de contrôle et régulation des secteurs économiques et sociales ».

<sup>563</sup> YAYLA Yıldızhan, « İdare Hukuku » (« Droit administratif »), İstanbul, 1990, p. 267 - 268.

<sup>564</sup> AYANOĞLU Taner, « Düzenleyici ve Denetleyici Kurumların Düzenleme Yetkisi ve TAPDK Örneği » (« Le pouvoir de régulation des institutions de régulation et de contrôle »), İHFM, tome 65, 2007, p. 39 - 84.

<sup>565</sup> ERKUT Celal, « Bağımsız İdari Otoriteler », (« Les autorités administratives indépendantes »), Panel, p. 83.



transition qui facilitent l'implémentation des politiques de la concurrence dans le secteur énergétique.

De nos jours, le marché turc de l'énergie se développe sous l'influence des nouveaux mouvements qui visent à aborder un marché énergétique libéral en supprimant le mécanisme de tarifs fixés. En général, l'État maintient les marchés de l'électricité et du gaz naturel<sup>566</sup> sous son monopole. Afin de changer le système de l'organisation des marchés de l'énergie sous le monopole, la Turquie avait besoin de la privatisation, la restructuration et un paquet de réformes créées par une autorité indépendante de régulation. Le point de départ et le but essentiel de ces réformes était, en principe, d'aborder un marché énergétique plus efficace, d'améliorer la qualité du service de l'énergie et l'accessibilité aux services de l'énergie.

Dans un rapport du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (« CEER »)<sup>567</sup>, ce dernier a souligné l'importance d'avoir une personnalité juridique séparée pour les institutions de régulation des marchés de l'énergie pour garantir leur indépendance. C'est ainsi que les autorités de régulations du marché énergétique peuvent exercer leur mission sans aucun effet politique. Les directives européennes énergétiques ont également tendance que les États membres aient des autorités indépendantes de régulation du marché énergétique sans aucune influence des gouvernements.

## § 1. La constitution d'EPDK

Bien que les autorités administratives indépendantes<sup>568</sup> soient été employées pour la première fois vers le milieu des années 1990 dans le droit administratif, elles étaient toujours responsables d'assurer « *le bon fonctionnement et la régularité des marchés monétaire, de crédit, des capitaux, des biens et des services* »<sup>569</sup> dans le cadre de leur compétence étatique.

### A. La structure administrative d'EPDK

Le premier article de la loi n° 4628 prévoit la construction de nouvelles infrastructures pour mettre œuvre une réglementation relative à la production, au transport, à la distribution et à la fourniture aux consommateurs d'électricité d'une manière continue, fiable et avec des coûts bas. Pour ce faire, elle exige, tout d'abord, la constitution d'une autorité de régulation du marché énergétique<sup>570</sup>: « EPDK ».<sup>571</sup> Par la suite, L'intitulé d'EPDK a été modifié en tant

---

<sup>566</sup> ROGGENKAMP Martha M. (Ed.): Energy Law in Europe: National, EU and International Law and Institutions, Oxford, 2001, p. 977.

<sup>567</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME) (consulté le 25 janvier 2012).

<sup>568</sup> Bağımsız idari otoriteler.

<sup>569</sup> GÜNDAY Metin, İdare Hukuku (Droit administratif), Ankara, 2003, p. 505 - 506.

<sup>570</sup> La loi ne la qualifie pas d'"autorité de régulation, mais plus tôt en tant qu'une institution réglementaire et de contrôle. DURAN L. "Türkiye'de Bağımsız İdari Otoriteler" ("Les autorités administratives indépendantes en Turquie"), p. 3.

qu'Établissement de la régulation du marché énergétique pour qu'il s'occupe de la régulation de l'intégralité du secteur énergétique y compris gaz et pétrole.

EPDK<sup>572</sup> a été construite en tant qu'autorité de régulation du marché de l'électricité en Turquie et par la suite il a assumé la mission de la régulation des marchés du gaz naturel, du gaz naturel liquéfié et du pétrole.

EPDK a l'intention d'appliquer la loi n° 4628 sur le marché électrique turc. Pour ce faire, il est chargé rédiger ses réglementations secondaires, développer les infrastructures et installations des réseaux de l'électricité, contrôler les activités des personnes morales étant des acteurs du marché électrique afin d'assurer qu'ils respectent les principes d'égalité et de transparence. En outre, elle veille à ce qu'ils confirment les conditions et exigences concernant des licences et régule les dispositions nécessaires suite à la surveillance des organisations et institutions internationales, en cas de nécessité d'avoir des nouvelles réglementations de préparer des propositions législatives et les dépose au Ministre de l'Énergie.<sup>573</sup>

La loi n° 4628 du 20 février 2001 a pour but d'aborder un marché électrique dans lequel les activités de transport et de distribution d'électricité ayant un statut de monopole des réseaux du marché électrique sont régulées et les activités de production de l'électricité et de vente en détail sont ouvertes à la concurrence.<sup>574</sup> L'article 1 (33) de la loi n° 4628 du 20 février 2001 donne la définition du « marché » en tant que marché de l'énergie électrique comportant des activités de production, de transport, de distribution, de vente en gros et en détail, les services de vente en détail, l'exportation et l'importation de l'énergie électrique et les transactions de l'achat-vente de capacité ou des activités commerciales. C'est ainsi que la loi n° 4628 du 20 février 2001 vise à constituer une autorité de régulation qui sera en charge d'évaluer les capacités des demandeurs de licence et d'attribuer et modifier les licences définissant les obligations et droits provenant des activités des acteurs du marché électrique,

---

<sup>571</sup> Grâce à l'extension de ses compétences au marché du gaz puis à celui du pétrole prévu par l'article 14 de la loi n° 4646 relative au marché du gaz naturel, il sera nommé en tant qu'établissement de la régulation du marché énergétique.

<sup>572</sup> L'article 4 de la loi n° 4628 du 20 février 2001.

<sup>573</sup> La Turquie a aussi mis sur pied un Conseil de régulation de l'énergie (EPDK) pour surveiller le secteur énergétique. Il convient de noter que l'adoption des deux lois clés et la création d'un Conseil de régulation de l'énergie était une condition *sine qua non* du soutien de FMI à la Turquie. De façon générale, la Turquie a pour priorité dans la restructuration de son secteur de l'énergie d'attirer les investissements et de réduire le contrôle de l'État. ARDIYOK Ş. "Regülasyon Teorisi Işığında Elektrik Piyasası İçin Model Önerisi" (Proposition de modèle pour le marché de l'électricité à la lumière de la théorie de régulation), dans ASLAN Y., Enerji Hukuku ("Droit d'Énergie), Bursa, 2007, Ekin, p.190.

<sup>574</sup> ŞAHİN YERSU Selen, « La relation entre l'Autorité de concurrence dans le secteur énergie turc et l'Autorité de régulation sectorielle », (« Türk Enerji Sektöründe Rekabet Kurumu ile Sektörel Düzenleyici Kurum Arasındaki İlişki »), La Revue de la Concurrence, octobre 2010, tome 11, p. 13 - 15.

de réguler conformément à la loi n° 4628 du 20 février 2001 tous les contrats existants conclus dans le cadre du transfert du droit d'exploitation.

De même, EPDK est responsable de la surveillance des performances du marché et de déterminer les standards des normes du marché électrique en Turquie et pour la régulation, le développement et l'application de la législation secondaire. Elle est responsable du contrôle des personnes morales ayant des licences et prépare et modifie les tarifs faisant sujet de la régulation et surveille l'application conforme des règles à la loi provenant des licences et des comportements des possesseurs des licences.

EPDK détermine chaque année les limites des clients éligibles afin de créer un marché concurrentiel de l'énergie électrique. Le nouveau modèle du marché électrique turc était un marché électrique régulé des réseaux qui s'appuyait sur les accords bilatéraux. Il est doté d'une indépendance administrative et financière dans l'organisation administrative turque, notamment face à l'État central qui est toujours actionnaire dans ces marchés. Elle dispose de prérogatives de puissance publique et d'importants pouvoirs prévus par la loi. EPDK se compose d'environ 300 employés dont la plupart sont des techniciens recrutés par le biais d'affectations temporaires du personnel d'un certain nombre d'administration publique en tant que ministère de l'énergie, BOTAŞ, TEAŞ, ministère des finances et banques publiques.

## **B. L'indépendance d'EPDK**

Les lois turques ne disposent pas des règles concernant la création du contrôle de tutelle sur les décisions des « *institutions réglementaires et de contrôle* <sup>575</sup> ». En droit turc, les pouvoirs de l'autorité de régulation du secteur énergétique peuvent faire objet du contrôle de constitutionnalité par la Cour constitutionnelle. Les actes de l'EPDK ne disposent pas de responsabilité politique.

En Turquie, les ministères concernés influencent les organes de décision des autorités de régulation du secteur énergétique. Comme en France, en Turquie aussi, le gouvernement a des liens avec l'organe de décision des régulateurs. En plus, en Turquie le Ministère de l'Énergie est en relation étroite avec l'EPDK.

Le législateur emploie le terme « *ministère en relation* » qui est le ministère responsable de la politique énergétique, avec lequel l'autorité de régulation du secteur

---

<sup>575</sup> L'article 112/1 et 2 de la Constitution Turque de 1982.

énergétique travaille ensemble afin d'harmoniser des activités des régulateurs avec le programme du Gouvernement et la coordination des régulateurs avec les autres institutions étatiques. Selon l'article 14/3 de la loi n° 4628, l'EPDK est en relation avec le Ministère de l'Énergie et des ressources naturelles.

L'article 9/1 de la loi n° 4628 dispose qu'en vue d'informer le gouvernement, le conseil des ministères prépare un règlement de l'organisation interne de l'EPDK et dépose son plan de travail et son rapport financière<sup>576</sup> auprès du ministère concerné.

Quant aux membres de l'organe de décision, l'organe de délibération est nommé généralement « *Conseil* » en Turquie. Aux termes de l'article 4/6 de la loi n° 4628 sur le marché de l'électricité, EPDK exerce ses compétences pour la mise en œuvre de ses missions découlant de la présente loi par la main du conseil de réglementation du marché de l'énergie qui est l'organe de décision et de représentation d'EPDK.

## **§ 2. Les missions d'EPDK**

La législation turque prévoit le partage des missions sur la régulation du marché énergétique entre EPDK et le ministère à l'énergie. C'est ainsi que la première mission d'EPDK est de réguler le service public de l'énergie pour la construction d'un marché concurrentiel de l'énergie.

Pour aboutir à un marché de l'énergie transparent, stable et concurrentiel, l'EPDK a la mission de contrôler et d'assurer la conformité du fonctionnement du marché énergétique aux dispositions légales turques apportées à la lumière du paquet énergie de l'Union européenne. À cette fin, le législateur explique d'une manière claire et détaillée les missions d'EPDK.

Selon le « *Règlement des licences du marché de l'électricité* » publié pour la première en 2002, l'EPDK a commencé à délivrer des licences pour différentes activités dans le secteur de l'électricité<sup>577</sup>. C'est ainsi qu'EPDK est dotée d'une mission de déterminer « ...des principes et procédures de recours à l'acquisition d'une licence, des droits et obligations des personnes morales disposant d'une licence, de transfert des droits des possesseurs d'une licence ainsi que de la révision, des durées, d'allongement de durées des licences, des cas de

---

<sup>576</sup> L'article 8/c de la loi n° 4628.

<sup>577</sup> L'article 3/a/6 de la loi souligne la nécessité d'obtenir des licences propres à chaque établissement et à chaque activité peut résulter soit de l'obligation de traiter séparément chacun de ces dossiers qui contient plusieurs points techniques, soit de l'idée de maximiser le revenu obtenu des licences puisqu'elles sont attribuées, possédées (annuellement) et révisées en contre partie de prix précisés par le Conseil de l'EPDK.

*renoncement du propriétaire d'une licence et les prix des licences qui seront définis selon la nature de l'activité et la quantité d'énergie électrique produit, transmit ou distribué ».*

L'article 1 § 3 de la loi n° 4628 licence prévoit que « *L'autorisation attribuée selon la présente loi par l'Institution de la réglementation du marché d'énergie aux personnes morales pour qu'elles puissent exercer leur activité dans ce marché* ». L'article 3/a/1 de la loi n° 4628 dispose en outre que « *Les personnes morales doivent obtenir de l'EPDK la licence correspondant à leur activité d'électricité ainsi qu'une licence propre pour chacun des établissements s'ils exercent la même sorte d'activité dans plusieurs établissements* ».

L'alignement de la législation a continué en 2003 par l'adoption d'un code de réseau, d'un code de distribution, de règlements sur les recettes et les tarifs, de procédures d'audit et de pré-enquête de l'EPDK. Le service de règlement financier ayant un rôle clé dans le bon fonctionnement du marché des contrats a été créé.

Fonctionnant de façon indépendante, EPDK a pour mission d'assurer aux consommateurs un approvisionnement suffisant en énergie, de qualité et à faible coût, de façon fiable et respectueuse de l'environnement. Les principales responsabilités de l'EPDK sont de réguler et contrôler les marchés de l'électricité, du gaz naturel, du pétrole et du GPL, et d'instaurer un marché de l'énergie stable, transparent et viable d'un point de vue financier, dans un environnement concurrentiel.

## **A. Les missions principales d'EPDK**

Aux termes de l'article 5 de la loi n° 4628<sup>578</sup> concernant le marché de l'électricité, les missions principales d'EPDK sont, tout d'abord, de réguler les activités du marché de l'électricité et veiller au bon fonctionnement des règles de la régulation dans le secteur électrique. Suite à la modification de la loi n° 4628 en juillet 2008, le Conseil des ministres a reçu le pouvoir de décider d'organiser des appels d'offres afin d'assurer les capacités indispensables pour la sécurité d'approvisionnement.<sup>579</sup>

En outre, EPDK doit suivre les développements au niveau international et européen, en cas de besoin de nouvelles réglementations dans le secteur de l'énergie, il doit faire les

---

<sup>578</sup> Dans le domaine de l'électricité, les compétences ministérielles concernant la préparation de la politique sectorielle figurent toujours dans la loi n° 3154 relative à l'organisation et aux pouvoirs du ministère de l'énergie et des ressources naturelles. Cependant, la loi n° 4628 attribue à l'EPDK les missions de préciser ses avis et de donner ses propositions relatives aux politiques et applications du gaz naturel par l'article 5/A/a de la loi n° 4628, du pétrole (article 5/B/b) de la loi n° 4628.

<sup>579</sup> Ainsi, la différence entre les compétences de la CRE et de l'EPDK persiste, mais l'existence de procédures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement demeure le point commun de ces deux autorités.

préparations nécessaires et doit faire une proposition à la Ministère de l'Énergie. Il analyse également les prix du marché relatif aux activités du marché de l'énergie, les approuve et prend des décisions sur la révision des prix.

## **B. Les pouvoirs d'EPDK**

EPDK a le pouvoir de demander aux personnes et aux institutions privées ou publiques toute information nécessaire pour la réalisation de ses missions attribuées par le législateur. Il a également le pouvoir de déterminer et appliquer les principes et les procédures devant la divulgation d'information commerciale, y compris les informations confidentielles de concurrence. Il demande aux acteurs du marché de l'énergie les informations sur la sécurité du service, les critères de leurs performances dans le marché ou les raisons de leurs exclusions du marché.

EPDK contrôle le fait que les acteurs du marché de l'énergie exercent les activités d'une manière équitable et transparente, et respectent aux standards et dispositions de leurs licences.<sup>580</sup>

Le pouvoir de réglementation conféré à EPDK dans le domaine de l'établissement, du fonctionnement et du développement des services et réseaux énergétiques, nécessite la prise en compte de ces contraintes dans l'étape de l'édiction des règles sectorielles. EPDK fait des réglementations concernant l'autorisation, les standards de performance, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité, l'équilibre et le fonctionnement du réseau, les principes généraux de la tarification des différentes activités effectuées dans ce marché.<sup>581</sup>

En tenant en considération les contraintes des services en énergie et les besoins du marché, EPDK définit le seuil de « *client éligible* » et les principes de la tarification appliquée à l'électricité vendue aux clients non-éligibles.<sup>582</sup>

En exerçant leurs pouvoirs de règlement des différends et de sanction, EPDK doit prendre en considération l'effet des facteurs liés aux contraintes techniques et économiques des industries énergétiques. La mission de l'orientation sectorielle, EPDK est chargé de disposer d'une vaste connaissance sectorielle qui recouvre des contraintes industrielles.

---

<sup>580</sup> EREL Yeşim, « Elektrik Sektörünün Regülasyonu » (La Régulation du Marché de l'Électricité), Enerji, Piyasa ve Düzenleme, Tome 1, N° 2, 2010, p. 194 - 218.

<sup>581</sup> L'article 5/4 de la loi n° 4628.

<sup>582</sup> L'article 4 § 2 de la loi n° 4628.

La nécessité de la conciliation des intérêts économiques et non-économiques découle de la nécessité de protéger et de satisfaire l'intérêt général. La fonction régulation des marchés des services publics de réseaux est une activité administrative de protection d'un intérêt général ciblé. Bien que l'idée de service public ne soit pas si expressément présente en droit turc, il existe quand même l'objectif de conciliation en droit turc pour la protection des intérêts non-économiques et la continuité des services publics.

La loi n° 4628 sur le marché de l'électricité prévoit pour EPDK la mise en œuvre des réglementations relatives à la fourniture aux consommateurs d'un service énergie électrique fiable, de bonne qualité, permanent et avec des coûts faibles.<sup>583</sup> Il précise les standards et veille à l'exécution des conditions de sécurité concernant les sociétés de production, de transport et de distribution ainsi que celles relatives aux établissements des autos productrices et des groupes d'auto producteurs.<sup>584</sup> Il prend les précautions nécessaires pour la promotion des sources d'énergie renouvelables et agit dans ce but par des pratiques favorisantes.<sup>585</sup>

Les institutions règlementaires et de contrôles en droit turc correspondent à celle d'autorité de régulation française. Elles partagent des compétences avec le ministère.

Dans la jurisprudence, selon l'approche du Conseil d'État français en 1983, la régulation est le mot qui « *caractérise le mieux la mission des autorités administratives indépendantes : quelques choses d'intermédiaire entre le choix des politiques qui n'appartient qu'aux autorités élues ou directement contrôlés par les élus, et la gestion des services, qui est l'affaire des administrations placées sous le pouvoir hiérarchique ou la tutelle des premières* ». L'absence de définition jurisprudentielle de régulation fait l'objet de critiques. Le conseil d'État français emploie la « *régulation* » au sens « *réglementation* » en considérant dans une décision « *...qu'en tenant compte du risque de déséquilibre entre opérateurs européens introduit par des régulations divergentes à l'échelle européenne sur la terminaison d'appel* ».

La régulation signifie l'interactivité entre le pouvoir qui fixe les règles et les opérateurs sur le terrain. L'autorité de régulation qui a également des fonctions extra juridiques comme information, persuasion, pression est l'intermédiaire entre le pouvoir qui fixe les règles et les opérateurs sur le terrain. Ainsi, la régulation consiste à encadrer la concurrence et mettre la concurrence au service d'objectifs politiques conciliant efficacité et

---

<sup>583</sup> L'article 5/6 c de la loi n° 4628.

<sup>584</sup> L'article 5/6/e de la loi n° 4628.

<sup>585</sup> L'art 5/6 de la loi n° 4628.

équité. Les hautes juridictions turques apportent des précisions sur la mission des autorités, réglementaires et de contrôle.

Le Conseil d'État turc se satisfait d'une simple répétition de dispositions législatives concernant les autorités de régulation sectorielles et il admet que ces dernières soient dotées de pouvoirs « *de réglementation et de contrôle* ».<sup>586</sup>

---

<sup>586</sup> Le plan stratégique d'EPDK pour 2014 - 2015.



## TITRE II

### LE DEUXIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 2003/54/CE ET LE RÈGLEMENT 1228/2003

Le marché intérieur de l'énergie a fait l'objet de plusieurs séries de directives et de règlements successifs, regroupés en paquets législatifs. Le premier paquet énergie composé de la directive 96/92/CE pour l'électricité et de la directive 98/30/CE pour le gaz naturel était la première étape dans la transformation des marchés de l'électricité et du gaz.<sup>587</sup> On ne peut pas nier qu'en termes de gains d'efficacité, de baisses de prix, d'amélioration de la qualité du service et d'accroissement de la compétitivité, la directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a beaucoup contribué à la création du marché intérieur de l'électricité.<sup>588</sup>

Néanmoins, même en 2000, on était toujours loin d'achever un marché intérieur de l'énergie à cause des lacunes importantes en matière de mise en application des dispositions opérationnelles et compétitives liées à la tarification et à la diversité des règles de la libéralisation des marchés énergétiques parmi les États membres. Bien que le premier paquet énergie laisse une grande flexibilité aux États membres, l'harmonisation dans les marchés énergétiques nationaux était restée faible, les conditions d'accès au marché énergétique étaient inégales et il n'y avait pas d'intégration des marchés nationaux.<sup>589</sup>

Pour le prochaine paquet énergie la Commission européenne a prévu des dispositions plus concrètes et exigeantes afin d'assurer des conditions de concurrence équitables au niveau de la production et réduire le risque de la domination du marché électrique et de comportement prédateur, en garantissant des tarifs de transport et de distribution non discriminatoires par l'accès au réseau sur la base de tarifs publiés avant leur entrée en vigueur

---

<sup>587</sup> MATTHIESEN Henning, The third phase of European electricity liberalisation, heading towards level market conditions with effect from July 2004, Oil, Gas and Energy Law Intelligence (« OGEL »), Vol.1 - Issue 4, Septembre 2003, p. 1.

<sup>588</sup> Le considérant 1 de la directive 2003/54/CE.

<sup>589</sup> BLOCK Guy, BOURMORCK Amandine, BOUTE Anatole, et al., « Le nouveau marché de l'énergie », Guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Affaires - Droit, Anthemis, Louvain - la - Neuve, Belgique, p. 468. p. 36.

et en garantissant la protection des droits des petits consommateurs vulnérables et la divulgation des informations sur les sources d'énergie pour la production d'électricité, ainsi que la référence aux sources.<sup>590</sup>

Au sommet de Lisbonne des 23 et 24 mars 2000 les chefs d'État et de Gouvernement ont affirmé leur volonté d'accélérer la libéralisation dans des secteurs tels que le gaz et l'électricité. Le Conseil européen a demandé à la Commission européenne d'entreprendre plus tôt possible les travaux d'achèvement du marché intérieur du gaz et de l'électricité. Dans la résolution du Conseil européen du 6 juillet 2000 sur le deuxième rapport de la Commission sur l'état de la libéralisation des marchés de l'énergie, afin de parvenir à un marché libéral de l'énergie, le Parlement européen a invité la Commission à adopter un calendrier détaillé pour la réalisation d'objectifs définis.

Dans cet objectif la Commission a analysé les marchés européens de l'énergie et proposé une série de modifications législatives de la directive 96/92/CE dans sa communication intitulée « *Achèvement du marché intérieur de l'énergie* » du 13 mars 2001 et son communiqué de presse « *Vers un marché unique de l'énergie en 2005* » du 13 mars 2001.<sup>591</sup> Le paquet législatif du 13 mars 2001 contenait quatre documents: (i) une communication au Conseil et au Parlement, (ii) une proposition de directive fixant de nouvelles règles communes applicables au marché intérieur de l'énergie, (iii) une proposition de règlement fixant les conditions d'accès aux interconnexions pour le commerce transfrontalière de l'électricité en vue d'achever l'intégration des marchés nationaux en un marché unique européen, (iv) une série d'annexes portant notamment sur l'impact social de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Les objectifs essentiels de la directive 96/92/CE étaient l'accélération de l'ouverture jusqu'à l'éligibilité de tous les consommateurs en 2005 avec une étape intermédiaire, l'amélioration des conditions de concurrence par la mise en place de garanties accrues d'indépendance des gestionnaires de réseaux, la généralisation de l'accès au réseau réglementé, l'institution obligatoire d'une autorité indépendante et sectorielle de régulation, l'actualisation des règles communes avec l'abandon du système d'appel d'offres pour la production, l'abrogation du système de l'acheteur unique pour l'accès au réseau et l'abrogation des deux directives sur le transit d'électricité et de gaz, l'accompagnement de

---

<sup>590</sup> Le considérant 2 de la directive 2003/54/CE.

<sup>591</sup> La communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen du 13 mars 2001 « *Achèvement du marché intérieur de l'énergie* », COM (2001) 125 final et communiqué de presse « *Vers un marché unique de l'énergie en 2005* » du 13 mars 2001, IP/01/356.

l'ouverture à la concurrence par des mesures de développement du service public relatives à la protection des consommateurs vulnérables, à la cohésion économique et sociale (« *service universel* ») à la protection de l'environnement et à la sécurité d'approvisionnement.

Suite à la crise Californie<sup>592</sup> qui générait des coupures de courant à cause d'un déséquilibre entre l'offre et la demande à cause de l'insuffisance des investissements dans le secteur de la production et du transport d'électricité et l'insuffisance des capacités d'interconnexion avec les systèmes des États voisins<sup>593</sup>, la Commission européenne visa à garantir l'approvisionnement en énergie par le lancement par les États membres d'offres publiques pour la création de nouvelles capacités de production d'énergie et mettre en œuvre les dispositions des directives énergétiques relatives à la qualité du service public.

Le 25 novembre 2002 le Conseil de l'Union européenne a conclu un accord prévoyant la libéralisation des marchés gazier et électrique pour les clients non résidentiels au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2004, suivie d'une ouverture complète pour tous les clients au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007. La Commission européenne a également support l'idée d'adopter des nouveaux règlements contenant les dispositions sur la gestion de congestion pour l'électricité, le développement d'un plan solide d'infrastructure du marché européen de l'électricité et du gaz, la tarification transfrontalière et la négociation des accords d'ouverture réciproque des marchés de l'électricité avec les pays voisins de l'Union européenne.

Tous ces accords se sont traduits dans le deuxième paquet énergie du 2003 fondé sur l'article 95 CE et adopté le 26 juin 2003 par le Conseil et le Parlement européen composant la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, du règlement n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et de la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Le règlement n° 1775/2005<sup>594</sup> concernant l'accès au réseau gazier a été adopté un peu plus tard le 28 septembre 2005.

Dans ce chapitre, nous traiterons d'abord les dispositions de la directive 2003/54/CE et du règlement 1228/2003 (Chapitre I), ensuite leurs effets juridiques sur les marchés électriques en France (Chapitre II) et en Turquie (Chapitre III).

---

<sup>592</sup> COLLIN N. - SISTERON, « La crise de l'électricité en Californie », Revue de l'énergie, n° 526, mai 2001.

<sup>593</sup> CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 32. « *La crise Californienne est le résultat de causes conjoncturelles et de ce que Joskow appelle des failures by desing du système de régulation. Par cette expression, Joskow montre qu'à trop vouloir contenter tous les intérêts en présence, on aboutit souvent à une prise de décision politiquement réussie mais économiquement non viable* ».

<sup>594</sup> Le règlement n° 1775/2005 du Parlement européen et du Conseil du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (JOUEL 298, p.1).

## CHAPITRE I

### LE DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ : LA DIRECTIVE 2003/54/CE ET LE RÈGLEMENT 1228/2003

Le deuxième paquet énergie n'a pas modifié toutes les dispositions des directives du premier paquet énergie. Nous traiterons sous cette section des dispositions de la directive 2003/54 (Section 1) et du règlement 1228/2003 (Section 2) apportant des modifications aux dispositions du premier paquet énergie plutôt sur les principaux obstacles devant l'achèvement du marché intérieur identifiés<sup>595</sup> par le deuxième paquet énergie en tant que l'accès au réseau de transport et aux installations de stockage de gaz, la tarification et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres.

---

<sup>595</sup> Le considérant 5 de la directive 2003/54/CE dispose que « *Les principaux obstacles à l'achèvement d'un marché intérieur tout à fait opérationnel et compétitif sont liés, entre autres, à des questions d'accès au réseau, de tarification et de diversité des degrés d'ouverture des marchés entre les États membres* ». Le considérant 6 de la directive 2003/54/CE dispose que « *Pour le bon fonctionnement de la concurrence, l'accès au réseau doit être non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix* ».

## **SECTION 1.**

### **LA DIRECTIVE 2003/54/CE CONCERNANT DES RÈGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ**

La directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ne modifie pas toutes les dispositions de la directive 96/92/CE, mais elles les ont refondues dans sa rédaction pour être bien claire dans ses objectifs de l'achèvement du marché intérieur de l'électricité.

#### **§ 1. Les lignes directrices de la directive 2003/54/CE**

##### **A. Les règles générales d'organisation du secteur électrique**

Sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, dans le but de réaliser un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, s'abstiennent de toute discrimination, les États membres veillent à ce que les entreprises d'électricité soient exploitées conformément aux principes fondamentaux de la directive 2003/54/CE. Dans ce contexte, cette dernière prévoit de nouvelles obligations pour le service public et la protection des consommateurs (1) et la sécurité d'approvisionnement en électricité (2).

##### **1. Les obligations de service public et la protection des consommateurs**

Au regard des obligations du service public et de la protection des consommateurs l'article 3 de la directive 2003/54/CE renforce les dispositions actuelles. Cette disposition précise les mesures à mettre en place dans les États membres de manière à éviter que les obligations de service public faussent la concurrence et ralentissent l'ouverture réelle du marché électrique.

Dans l'intérêt économique général, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et la protection du climat.

Selon l'article 3 § 2 de la directive 2003/54/CE, les obligations de service public doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables. À propos

de la définition des obligations de service public, l'article 86 § 2 du traité CE dispose que les « *entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général sont soumises aux règles du présent traité, notamment aux règles de la concurrence dans les limites où l'application de ces règles ne fait pas échec à l'accomplissement en droit ou en fait de la mission particulière qui leur est impartie. Le développement des échanges ne doit pas être affecté dans une mesure contraire à l'intérêt de la Communauté* ».

Les dispositions et les limites de la notion de service d'intérêt économique général ont été précisées par la jurisprudence de la Cour de justice des Communautés européennes.<sup>596</sup> La Commission européenne applique la définition des obligations de service public pour le secteur de l'énergie, étant précisé que les obligations imposées doivent être en lien avec la fourniture du service d'intérêt économique général dont il est question. Les obligations du service public doivent apporter une contribution directe pour la satisfaction de l'intérêt économique général et doivent être imposées de manière à ce qu'elles n'affectent pas le développement des échanges dans une mesure qui serait contraire à l'intérêt de la Communauté.

Les obligations de service public doivent être en lien avec la fourniture du service d'intérêt général. Les règles européennes relatives à la concurrence sont applicables à ces mesures, notamment celles concernant les aides d'État.<sup>597</sup>

Les obligations de service public doivent être imposées de manière à ne pas affecter les intérêts de la Communauté.<sup>598</sup> C'est ainsi que conformément au principe de subsidiarité, la qualification d'un service d'intérêt économique général doit être effectuée par les États membres sous le contrôle de la Commission européenne afin de garantir que l'imposition des obligations de service public pour la réalisation d'un tel service n'affecte pas le développement des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt de l'Union européenne.<sup>599</sup>

Par ailleurs, les obligations de service public doivent être transparentes. Pour s'assurer que le critère de la transparence est rempli, la Commission considère que la mission de

---

<sup>596</sup> L'arrêt de la Cour de Justice européenne du 27 août 1994, Commune ALMELO et autres, affaire C-393/92.

<sup>597</sup> La note de la DG Énergie et Transports sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, « Les obligations de service public » daté du 16 janvier 2004.

<sup>598</sup> MATTHIESEN Henning, *The Third Phase of European Electricity Liberalisation, Heading Towards Level Market Conditions with Effect From July 2004*, Oil, Gas and Energy Law Intelligence (« OGEL »), Vol.1 - issue 4, Septembre 2003, p. 1 - 17.

<sup>599</sup> La CJCE considère que l'activité d'une entreprise qui doit assurer la fourniture ininterrompue d'énergie électrique sur l'intégralité du territoire concédé, à tous les consommateurs et distributeurs locaux ou utilisateurs finals, dans les quantités demandées à tout moment, à des tarifs uniformes et à des conditions qui ne peuvent varier que selon des critères objectifs applicables à tous les clients relève de la définition de service d'intérêt économique général. Dans la jurisprudence Commune d'ALMELO, la CJCE a identifié une série de tâches que l'on peut considérer comme entrant dans cette catégorie l'obligation de fournir tous les consommateurs sur tout le territoire, l'obligation de fournir tous les clients dans une zone de desserte, assurer la continuité d'approvisionnement, garantir un traitement égal entre les consommateurs et assurer le fonctionnement du système national d'offre électrique au coût le plus bas possible.

service public doit être confiée par un acte officiel public qui peut prendre la forme d'un acte législatif ou réglementaire, d'un contrat ou mandat. Cet acte officiel doit indiquer la nature des obligations de service public, les entreprises concernées et le territoire concerné, la responsabilité pour la fixation des prix de vente des entreprises et les conditions de révision, la nature des droits exclusifs ou spéciaux éventuellement octroyés aux entreprises, le montant éventuel de la compensation octroyée aux entreprises et les clauses éventuelles de révision, la durée d'application de ces obligations.<sup>600</sup>

Il est important que les obligations de service public soient non-discriminatoires. Les États membres peuvent imposer différentes obligations de service public aux entreprises du secteur énergétique, mais pour ce faire la puissance publique doit garantir que les obligations sont non-discriminatoires. Il convient d'introduire une mise en concurrence des différents opérateurs dans le domaine de l'électricité et du gaz pour réaliser certaines obligations encore trop souvent imposées à l'entreprise publique ou privée en monopole. La Commission européenne considère que la seule manière de garantir le non discrimination prévue par l'article 3 est le recours à l'appel d'offres<sup>601</sup> pour réaliser l'obligation de service public. En outre, il convient de distinguer le cas particulier des obligations qui ne peuvent qu'au gestionnaire de réseau de transport. Non seulement pour les obligations de service public imposée aux gestionnaires de réseaux de transport, mais aussi octroyées par appel d'offres, il conviendra de tenir une comptabilité distincte pour éviter le risque d'une surcompensation des coûts liés aux obligations de service public.

Les obligations de service public doivent être contrôlables. La mesure choisie doit être la moins restrictive possible de la concurrence et du commerce entre États membres nécessaires pour remplir les objectifs légitimes d'intérêt général. Pour assurer cela, la Commission appréciera la proportionnalité de cette mesure et procédera à un étalonnage par rapport à ce qui se passe dans d'autres États membres. Dans la note de la Commission européenne du 29 avril 1999 relative aux obligations de service public dans le domaine du gaz, elle appliquera les principes déterminés pour analyser les mesures pour les marchés de l'électricité et du gaz.

---

<sup>600</sup> CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 55.

<sup>601</sup> Cet appel d'offres devra faire l'objet d'une publication au Journal officiel des Communautés européennes.

## 2. La sécurité d'approvisionnement en électricité

Un des objectifs principaux de la directive 2003/54/CE est de fournir à l'Union européenne et aux États membres suffisamment d'outils pour atteindre l'objectif d'une sécurité de l'approvisionnement à des prix raisonnables. À cette fin, les États membres sont chargés de veiller à la sécurité d'approvisionnement. Pour ce faire, ils décident comment les droits et les obligations seront répartis entre les différents acteurs - autorités de régulation, gestionnaires de réseaux de transport, entreprises d'électricité.

La sécurité d'approvisionnement en électricité est un bien public. En vertu de l'article 3, paragraphe 3 de la directive, les États membres sont tenus de garantir un service universel au moins pour les consommateurs ménagers. À cette fin, toutes les mesures prises se justifient par leur caractère de service public et devraient pouvoir satisfaire aux exigences associées aux obligations de service public. D'ailleurs, il serait souhaitable que les États membres décident, a priori, quelle approche ils adopteraient si des difficultés d'approvisionnement étaient prévues, car le marché électrique a besoin d'être régulé de façon fiable pour son bon fonctionnement.<sup>602</sup>

Les États membres assurent la surveillance de la sécurité de l'approvisionnement en énergie. Un État membre peut exercer cette tâche lui-même ou il peut confier cette tâche soit à l'autorité de régulation, soit à un organisme gouvernemental soit au gestionnaire de réseau de transport. La surveillance de la sécurité d'approvisionnement couvre notamment l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché national, le niveau de la demande prévue, les capacités supplémentaires envisagées en projet ou en construction, ainsi que la qualité et le niveau d'entretien des réseaux, et les mesures requises pour couvrir les crêtes de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs. Les autorités compétentes publient tous les deux ans, au plus tard le 31 juillet, un rapport dans lequel elles présentent les résultats de leurs travaux sur ces questions, ainsi que toute mesure prise ou envisagée à ce sujet et communiquent immédiatement ce rapport à la Commission.<sup>603</sup> Pour ce faire, il vise à garantir l'adéquation de la capacité de production en construisant de nouvelles

---

<sup>602</sup> Selon l'article 5 de la proposition pour une directive sur les infrastructures et la sécurité d'approvisionnement COM (2003)764, la Commission européenne a proposé que les États membres soient obligés de définir leur approche pour ces questions, *Investments in gas infrastructures and the role of EU national regulatory authorities*, Council of European Energy Regulators, May 2005, p. 26.

<sup>603</sup> L'article 4 de la directive 2003/54/CE « Surveillance de la sécurité d'approvisionnement ». LOMBARDO Marco, *Les principes généraux de la politique énergétique européenne*, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 133.  
S. HAGHIGHI, *Energy Security, The external legal relations of the European Union with major oil and gas supplying countries*, Hart Publishing, 2007, pp. 38 - 46.



unités de production ou en imposant aux acteurs sur le marché des mécanismes portant sur les capacités ou en constituant une capacité de réserve centralisée.

Le système d'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités prévu dans l'article 7 de la directive 2003/54/CE a pour but de garantir également la possibilité de nouvelles capacités ou des mesures d'efficacité énergétique/de gestion de la demande par une procédure ou toute procédure équivalente en termes de transparence et de non discrimination, sur la base de critères publiés. Cet article est interprété dans le sens qu'il incombe aux États membres de donner les bons signaux d'investissements aux intervenants sur le marché en l'absence de l'équilibre entre l'offre et la demande. Les États membres devraient pouvoir démontrer que l'option qu'ils ont choisie pour garantir la sécurité de l'approvisionnement est l'option nécessaire à la réalisation de l'objectif qui introduit le moins de restrictions à la concurrence et au marché intérieur de l'électricité.

Les considérants 22 et 23 et dispositions de la directive 2003/54/CE prévoient les règles essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité. La quasi-totalité des États membres ont choisi d'ouvrir le marché de la production d'électricité à la concurrence au moyen d'une procédure d'autorisation transparente comme nous l'avons analysé ci-dessus. Les États membres devraient assurer la possibilité de contribuer à la sécurité d'approvisionnement par le recours à une procédure d'appel d'offres<sup>604</sup> ou une procédure équivalente au cas où la capacité de production d'électricité construite sur la base de la procédure d'autorisation ne serait pas suffisante. Dans l'intérêt de la protection de l'environnement et de la promotion de nouvelles technologies naissantes, les États membres devraient avoir la possibilité de lancer un appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités, sur la base de critères publiés. Ces nouvelles capacités comprennent, entre autres, les énergies renouvelables et la production combinée chaleur-électricité.<sup>605</sup>

En outre, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, il convient de surveiller l'équilibre entre l'offre et la demande dans les différents États membres et d'établir un rapport sur la situation au niveau européen, en tenant compte de la capacité d'interconnexion entre les zones. Cette surveillance devrait avoir lieu suffisamment tôt pour que des mesures appropriées puissent être prises si la sécurité d'approvisionnement se trouvait compromise. La mise en place et l'entretien de l'infrastructure de réseau nécessaire, y compris la capacité

---

<sup>604</sup> « Procédure d'appel d'offres », la procédure par laquelle des besoins additionnels et des capacités de renouvellements planifiés sont couverts par des fournitures en provenance d'installations de production nouvelles ou existantes.

<sup>605</sup> Le considérant 22 de la directive 2003/54/CE.

d'interconnexion, devraient contribuer à un approvisionnement stable en électricité. L'entretien et la construction des infrastructures de réseau nécessaires, y compris la capacité d'interconnexion et la production d'électricité décentralisée, sont des éléments importants pour assurer un approvisionnement stable en électricité.

Dans l'intérêt économique général, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat.<sup>606</sup> Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union européenne un accès égal aux consommateurs nationaux.<sup>607</sup>

En matière de sécurité d'approvisionnement et d'efficacité énergétique/gestion de la demande, ainsi que pour atteindre les objectifs environnementaux, comme indiqué dans le présent paragraphe, les États membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau.<sup>608</sup> À ce propos, dans le cadre de la création d'un marché durable de l'électricité, la Commission tient à souligner le fait que l'option des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande sera de plus en plus privilégiée.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité dans le marché intérieur de l'électricité, les États membres ont la possibilité de prendre des mesures temporaires d'urgence et de sauvegarde nécessaires à déterminer en cas de crise dans le marché de l'énergie et de menace pour la sécurité physique, la sûreté des personnes des appareils, installations, l'intégrité du réseau.<sup>609</sup>

Il est évident que les mesures prises par les États membres doivent satisfaire aux critères applicables pour constituer les mesures nécessaires restreignant les échanges et la concurrence. Les États membres devront démontrer que la pénurie des capacités est due à une défaillance structurelle qui ne peut être compensée par d'autres moyens et devront choisir l'instrument qui perturbe la concurrence et le marché intérieur. Dans le cas où un État membre se résout à interrompre les approvisionnements destinés à d'autres États membres

---

<sup>606</sup> En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86.

<sup>607</sup> Note interprétative de la DG Energie et Transports sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel daté du 16 janvier 2004.

<sup>608</sup> L'article 3 § 2 de la directive 2003/54/CE.

<sup>609</sup> L'article 24 de la directive 2003/54/CE.

afin d'éviter un accident grave sur son propre réseau électrique, la Commission européenne exige des preuves solides démontrant le fait que l'interruption des transits, importations ou exportations constitue la méthode unique envisageable pour éviter une crise de l'approvisionnement au niveau national. Cela signifie que les États membres ne peuvent plus compter les uns sur les autres pour garantir une sécurité commune de l'approvisionnement et que chacun devrait couvrir sa demande en électricité par la production nationale. Mais il est également indispensable que les approches retenues dans les États membres soient compatibles et qu'elles n'entraînent pas des distorsions indues dans le marché intérieur de l'électricité.

## **B. Les activités du marché électrique**

### **1. La production de l'électricité**

#### **a. La procédure d'autorisation**

La première directive électricité 96/92/CE prévoit les procédures de l'autorisation et d'appel d'offre pour l'ouverture du marché électrique à la concurrence sur le plan et le contrôle étatique en tant que plan à long terme<sup>610</sup>, l'appel d'offre et l'acteur unique<sup>611</sup> qui n'a été utilisé en pratique par aucun État membre. Durant la période de l'application de la directive 96/92/CE, tous les États membres ont choisi la procédure d'autorisation pour ouvrir leurs marchés électriques à la concurrence.

Pour faire cela, la plupart parmi d'entre eux ont choisi le moyen de la procédure d'autorisation transparente. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, les États membres ont recours à la procédure d'appel d'offres ou à la procédure équivalente au cas où la capacité de production d'électricité construite sur la base de la procédure d'autorisation n'est pas suffisante.

Au contraire de la directive 96/92/CE, la directive 2003/54/CE ne prévoit que la procédure d'autorisation pour permettre aux entreprises électriques de produire l'électricité licenciée. Dans ce but, l'article 6 de la directive 2003/54/CE ne prévoit que la procédure d'autorisation pour de nouvelles capacités afin de construire de nouvelles installations de production. Les États membres adoptent une procédure d'autorisation qui doit répondre à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

---

<sup>610</sup> L'article 2 (21), 3 (2) de la directive 96/92/CE.

<sup>611</sup> L'article 2 (22) et 15 de la directive 96/92/CE.

Pour ce faire, ils ont le droit de fixer les critères relatifs à l'octroi des autorisations de la construction des capacités de production sur leur territoire. Ces critères peuvent porter sur la sécurité et la sûreté des réseaux électriques, des installations et des équipements associés ; sur la protection de la santé et de la sécurité publique ; sur la protection de l'environnement ; sur l'occupation des sols et le choix des sites; sur l'utilisation du domaine public; sur l'efficacité énergétique; sur la nature des sources primaires; sur les caractéristiques particulières du demandeur, telles que capacités techniques, économiques et financières.

Les États membres veillent à ce que les procédures d'autorisation pour les petits producteurs et/ou la production distribuée tiennent compte de leur taille et de leur impact potentiel limité. Les procédures et critères d'autorisation sont rendus publics. Les demandeurs sont informés des raisons d'un refus d'autorisation qui doivent être objectives et non discriminatoires et doivent, en outre, être justifiées et dûment motivées. C'est ainsi que sous les conditions normales les États membres ne peuvent utiliser que la procédure d'autorisation. Les États membres doivent planifier la production d'électricité selon les besoins de la production d'électricité et ils doivent faire des appels d'offres pour la capacité nécessaire à long terme.

Les États membres veillent à ce que les procédures d'autorisation pour les petits producteurs et la production distribuée tiennent compte de leur taille et de leur impact potentiel limité. En outre, les procédures et les critères d'autorisation sont rendus publics. Les demandeurs peuvent être refusés. Dans un tel cas, les refus doivent être objectifs et non-discriminatoires, justifiée et motivées.

L'application pour obtenir l'autorisation devra être faite selon une procédure transparente et non-discriminatoire. De nos jours encore dans la plupart des États membres, il est difficile d'obtenir la licence pour la construction d'infrastructures en raison de contraintes environnementales et de la pénurie de sites. La Commission européenne surveille les conditions d'octroi des licences et l'application des procédures d'autorisation que ne constituent pas une barrière inutile aux investissements en énergie et incite les États membres à faire un recours à l'appel d'offres en cas d'urgence.

#### **b. L'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités**

Dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement, les États membres garantissent la possibilité de prévoir de nouvelles capacités, des mesures de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande par une procédure équivalente en termes de la transparence et de la

non-discrimination sur la base de critères publiés. Ainsi, les États membres ont le choix entre différentes options à charge interruptible, mesures de la gestion de la demande et de l'efficacité énergétique prises par les fournisseurs dans les sites de la production d'électricité, l'information sur les coûts fournie en temps réel au consommateur grâce à des applications de comptage.

L'article 7 § 1 de la directive 2003/54/CE autorise les États membres à lancer la procédure d'appel d'offres pour la construction des capacités de la production d'électricité supplémentaires s'ils prévoient une pénurie en offre sur la base de la procédure d'autorisation à laquelle le marché électrique ne semble pas capable de remédier de façon satisfaisante. Le même article décrit également les modalités d'organisation de cet appel d'offres qui proposent aux États d'avoir le choix de recours aux mécanismes portant sur les capacités de réserve suffisante pour la société.

Selon les modalités de la procédure d'appel d'offres, les moyens de production, les mesures de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande font l'objet d'une publication au Journal officiel de l'Union européenne au moins six mois avant la date de clôture de l'appel d'offres. Le cahier des charges est mis à la disposition de toute entreprise intéressée, installée sur le territoire d'un État membre, de sorte que celle-ci puisse disposer d'un délai suffisant pour présenter une offre.

En vue de garantir la transparence et la non discrimination, le cahier des charges contient la description détaillée des spécifications du marché, de la procédure à suivre par tous les soumissionnaires, de même que la liste exhaustive des critères qui déterminent la sélection des soumissionnaires et l'attribution du marché, y compris les incitations, telles que des subventions. Lorsque l'appel d'offres porte sur les capacités de production d'électricité requises, il doit prendre en considération également les offres de fourniture d'électricité garanties à long terme émanant d'unités de production existantes, à condition qu'elles permettent de couvrir les besoins supplémentaires.

Les États membres désignent une autorité ou un organisme public ou privé indépendant des activités de production, de transport et de distribution d'électricité, qui peut être une autorité de régulation qui sera responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle de la procédure d'appel d'offres. Lorsque le gestionnaire de réseau de transport est totalement indépendant des autres activités non liées au réseau de transport sur le plan de la propriété, il peut être désigné comme l'organisme responsable de l'organisation, de la surveillance et du

contrôle de la procédure d'appel d'offres. Cette autorité ou cet organisme prend toutes les mesures nécessaires pour que la confidentialité de l'information contenue dans les offres soit garantie.

Par rapport à la procédure d'autorisation qui n'apporte aucune garantie que les capacités autorisées seront construites, la procédure d'appel d'offres présente l'avantage d'être relativement facile à organiser et de garantir que les investisseurs vont effectivement construire les capacités adjudgées. Néanmoins, la procédure de l'appel d'offres pose certaine préoccupation sur l'intervention des autorités sur le marché et d'autre part cette procédure pourrait inciter les investissements potentiels à sortir du marché avant de l'avoir mise en place.

En outre, le lancement d'un appel d'offres dans un État membre non périphérique constitue non seulement une intervention sur le marché national, mais peut également causer des inégalités dans le marché intérieur de l'électricité. À cet égard, la Commission européenne insiste pour que les États membres étudient attentivement la possibilité d'adopter des mesures appropriées d'efficacité énergétique de la demande.

## **2. L'exploitation des réseaux de transport et de distribution**

La directive 96/92/CE électricité requérait la désignation d'un gestionnaire du réseau de transport d'électricité et une séparation de la gestion de ces activités de fourniture exercées par l'entreprise verticalement intégrée. Celle-ci était en outre tenue de tenir une comptabilité séparée pour ses différentes activités. La directive 2003/54/CE prévoit deux dispositions différentes pour la séparation juridique des gestionnaires de réseau (a) et pour l'accès aux réseaux (b).

### **a. La séparation juridique des gestionnaires de réseau de transport et de distribution**

La directive 2003/54/CE prévoit deux dispositions différentes, une pour la séparation juridique des gestionnaires de réseau de transport et l'autre pour la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution. L'article 10 de la directive 2003/54/CE prévoit la séparation juridique des gestionnaires de réseau de transport. Selon cette disposition, lorsque le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, au moins sur le plan de la forme juridique, il doit être indépendant de l'organisation et de la prise de décision des autres activités en dehors du transport. Cette disposition ne prévoyait pas la

séparation de la propriété des actifs du réseau de transport de l'entreprise verticalement intégrée.<sup>612</sup>

L'article 10 § 2 énumère les critères minimaux à appliquer pour assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. Tout d'abord, les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise d'électricité intégrée qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité. Les mesures prises pendant la séparation juridique des gestionnaires doivent être appropriées pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire du réseau de transport soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance. Ensuite, le gestionnaire de réseau de transport dispose de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise d'électricité intégrée en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux.

#### **b. L'organisation de l'accès aux réseaux**

L'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution a été prévu par l'article 20 de la directive 2003/54/CE dispose les règles de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Les États membres mettent en place un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution pour tous les clients éligibles. Dans le but d'améliorer les conditions de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution, la directive 2003/54/CE ne réserve que l'accès réglementé.

Fondé sur des tarifs publiés, ce système doit être appliqué objectivement et sans discrimination parmi les utilisateurs du réseau. Les États membres veillent à ce que ces tarifs ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à l'article 23 § 2 de la directive 2003/54/CE et que ces tarifs et les méthodes de calcul, lorsque seules les méthodes de calcul sont approuvées, soient publiés avant leur entrée en vigueur.

Le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus de la demande de l'accès au réseau doit être

---

<sup>612</sup> LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 37.

dûment motivé et justifié selon les obligations du service public et les règles de la protection des consommateurs. Les États membres veillent à ce que, s'il y a lieu et en cas de refus d'accès, le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution fournisse des informations pertinentes sur les mesures nécessaires pour renforcer les réseaux de transport et de distribution. Il peut être demandé à la partie qui sollicite ces informations de payer une redevance raisonnable reflétant le coût de la fourniture desdites informations.

Quant à l'ouverture du marché électrique, la directive 2003/54/CE a pour but de créer un marché électrique entièrement ouvert qui permet à tous les consommateurs de choisir librement leur fournisseur et à tous les fournisseurs de délivrer librement leurs produits à leurs clients afin de mettre en place les libertés garanties par le Traité aux citoyens européens. En vue d'achever le marché intérieur de l'électricité, l'accès non-discriminatoire aux réseaux du gestionnaire de réseau de transport ou de distribution revêt une importance primordiale.

En conséquence de la politique solide et déterminée par la directive 2003/54/CE le processus de la mise en œuvre de la politique de l'ouverture du marché de l'électricité a été bien accéléré. Comme prévu dans son considérant 20, l'ouverture du marché de l'électricité a été mise en place d'après une approche progressive pour pouvoir permettre aux acteurs du marché de mieux s'adapter à la nouvelle structure du marché de l'électricité et d'assurer la mise en place des mesures pour que les consommateurs d'électricité puissent avoir des droits réels et effectifs pour choisir leur propre fournisseur.

Selon l'article 21 de la directive 2003/54/CE, les États membres veillent dans la première étape jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2004<sup>613</sup> à ce que les clients éligibles soient ceux qui ont été visés à l'article 19, paragraphes 1, 2 et 3 de la directive 96/92/CE<sup>614</sup>, et dans la seconde étape, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004 au plus tard, tous les clients non résidentiels<sup>615</sup> et à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients.

Afin de garantir une ouverture équilibrée dans la totalité du marché européen de l'électricité, les contrats pour la fourniture de l'électricité conclus avec un client éligible du réseau d'un autre État membre ne peuvent être interdits, si le client est considéré comme éligible dans les deux réseaux concernés. Lorsque le client n'est éligible que dans l'un des

---

<sup>614</sup> Au plus tard 31 janvier de chaque année, les États membres publient les critères de définition de ces clients éligibles.

<sup>615</sup> L'article 21 § 1 (b) de la directive 2003/54/CE. Cela veut dire que tous les personnes physiques ou morales achetant de l'énergie non destinée à leur usage domestique.



deux réseaux, l'opération peut être refusée, et dans un tel cas la Commission européenne peut obliger la partie de l'État où le client n'est pas éligible, à effectuer la fourniture réclamée à la demande de l'État membre sur le territoire duquel le client éligible est établi.

La création d'un marché intérieur de l'électricité signifie que les entreprises de l'électricité situées dans d'autres États membres doivent pouvoir exporter et importer l'électricité, et que les entreprises d'électricité doivent être libre de produire l'électricité dans un autre État membre. Dans cet objectif, la directive 2003/54/CE illustre l'issue de l'ouverture totale du marché de l'électricité à la concurrence, attribue aux obligations du service public une place qui s'entend comme un contrepoids nécessaire à l'ouverture des activités de réseau plus qu'une exception aux règles de la concurrence et approfondie le régime concurrentiel mis en place par la directive 96/92/CE.

## **SECTION 2.**

### **LE RÈGLEMENT N° 1228/2003**

La directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a constitué une étape importante dans la réalisation du marché intérieur de l'électricité. La création d'un véritable marché intérieur de l'électricité devrait être favorisée par une intensification des échanges

d'électricité, qui sont actuellement sous-développés par rapport à d'autres secteurs de l'économie.

Afin d'accroître l'efficacité du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité dans lequel l'accès aux réseaux de transport aux fins des transactions transfrontalières est bien assuré, les règles équitables, reflétant les coûts, transparentes et directement applicables, fondées sur une comparaison entre des gestionnaires de réseau efficaces qui exercent leur activité dans des zones comparables ont dû être introduites en ce qui concerne la tarification transfrontalière et l'attribution des capacités d'interconnexion disponibles.<sup>616</sup>

Tout d'abord, pour ce faire les conditions d'utilisation des réseaux dans les États membres doivent faciliter le commerce transfrontalier de l'électricité. Les gestionnaires de réseaux de transport devraient être indemnisés pour les coûts engendrés par le passage de flux transfrontaliers d'électricité sur leurs réseaux, par les gestionnaires des réseaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et des réseaux où ces flux aboutissent.<sup>617</sup> Le montant dû pour l'accès transfrontalier au réseau peut varier considérablement, selon les gestionnaires de réseaux de transport impliqués et du fait des différences de structure des systèmes de tarification appliqués dans les États membres. À ce propos, un certain degré d'harmonisation est donc nécessaire afin d'éviter des distorsions des échanges.

Un système adéquat de signaux de localisation à long terme<sup>618</sup> devrait être mise en place. Puisqu'il ne serait pas opportun d'appliquer des tarifs liés à la distance ou, dans le cas où des signaux de localisation sont fournis, un tarif spécifique payé seulement par les exportateurs ou les importateurs en plus de la redevance générale pour l'accès au réseau national.

Pour que les capacités disponibles de ces lignes puissent être utilisées à leur maximum dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau. L'établissement des redevances non discriminatoires et transparentes pour l'utilisation du réseau, y compris les

---

<sup>616</sup> Aux termes de l'article 1 du règlement n° 1228/2003, "*Interconnexion*" se signifie ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière séparant des États membres et qui relie les réseaux de transport nationaux des États membres.

<sup>617</sup> MATTHIESEN Henning, *The Third Phase of European Electricity Liberalisation, Heading Towards Level Market Conditions with Effect From July 2004*, Oil, Gas and Energy Law Intelligence (« OGEL »), Vol.1 - issue 4, Septembre 2003, p. 1 - 17.

<sup>618</sup> Il est également nécessaire et reposerait sur le principe selon lequel le niveau des redevances d'accès aux réseaux devrait refléter l'équilibre entre la production et la consommation de la région concernée, sur la base d'une différenciation des redevances d'accès aux réseaux supportées par les producteurs et/ou les consommateurs.

lignes d'interconnexions, est une condition préalable à une véritable concurrence sur le marché intérieur.<sup>619</sup>

Enfin, pour répondre aux besoins de l'organisation des accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, le règlement n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été entrée en vigueur le 4 août 2003. Il vise à stimuler les échanges transfrontaliers d'électricité en établissant un mécanisme de compensation pour les flux de transit de l'électricité et en instituant des principes harmonisés sur les redevances de transport transfrontalières et l'attribution des capacités d'interconnexion disponibles entre les réseaux nationaux de transport. Les États membres établissent les règles concernant les sanctions applicables aux violations des dispositions du présent règlement et prennent toutes les mesures nécessaires pour assurer leur application. Les États membres notifient ces dispositions à la Commission au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2004.

## **§ 1. Les lignes directrices du règlement n° 1228/2003**

Le règlement n° 1228/2003 vise à stimuler les échanges transfrontaliers d'électricité en établissant un mécanisme de compensation pour les flux<sup>620</sup> de transit de l'électricité et en instituant des principes harmonisés sur les redevances de transport transfrontalières et l'attribution des capacités d'interconnexion disponibles entre les réseaux nationaux de transport.

### **A. Le mécanisme de compensation et la redevances d'accès aux réseaux**

Afin de promouvoir la création de marchés électriques concurrentiels, le mécanisme de compensation et la redevances d'accès aux réseaux sont traités d'une manière plus claire par les articles 3 et 4 du règlement n° 1228/2003.

---

<sup>619</sup> FURFARI Samuelle, *Le Monde et l'énergie enjeux géopolitiques*, p. 75. « La déclaration d'Athènes visait le parachèvement des anneaux méditerranéens de l'électricité et du gaz naturel. » Le boucle électrique méditerranéenne au niveau de nord de la Méditerranée au sein de l'UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité) 24 pays sont interconnectés par un réseau de 400 kV Portugal à la Pologne pour près de 400 millions d'habitants consommant quelque 2 100 TWh. Une sécurité sans défaillance a permis de faire face à des coupures dans certains pays sans que l'ensemble en soit affecté ».

<sup>620</sup> Le « Flux transfrontalier » se signifie qu' « un flux physique d'électricité circulant sur le réseau de transport d'un État membre qui résulte de l'impact de l'activité de producteurs et/ou de consommateurs situés en dehors de cet État membre sur son réseau de transport. Lorsque les réseaux de transport d'au moins deux États membres sont, en partie ou dans leur intégralité, un élément d'un seul et même bloc de contrôle, aux fins du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseaux de transport, le bloc de contrôle dans son ensemble est considéré comme étant un élément du réseau de transport d'un des États membres en cause, afin d'éviter que les flux à l'intérieur des blocs de contrôle soient considérés comme des flux transfrontaliers et donnent lieu à des compensations au titre de l'article 3. Les autorités de régulation des États membres concernés peuvent décider lequel des États membres concernés sera considéré être celui dont le bloc de contrôle dans son ensemble fait partie ».

## **1. Le mécanisme de compensation**

Aux termes de l'article 3 du règlement n° 1228/2003, les gestionnaires de réseaux de transport reçoivent une compensation pour les coûts engendrés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leur réseau. Cette compensation est payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires. Les compensations reçues par les GRT pour l'accueil de flux transfrontaliers seront calculées sur la base des coûts de l'infrastructure utilisée pour lesdits flux.

Les coûts engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers sont établis sur la base des coûts prévisionnels marginaux moyens à long terme, en prenant en considération les pertes, les investissements dans de nouvelles infrastructures et une part appropriée du coût de l'infrastructure existante, dans la mesure où l'infrastructure est utilisée pour le transport des flux transfrontaliers, en tenant compte en particulier de la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement. Des méthodes classiques et reconnues de calcul des coûts sont utilisées pour déterminer les coûts engendrés. Les bénéfices découlant de l'accueil de flux transfrontaliers par un réseau sont pris en considération pour réduire les compensations reçues.

Le but essentiel de ce principe n'est pas d'organiser le régime de l'accès aux interconnexions, ni celui de l'attribution de capacités, mais plutôt, de mettre en place un cadre harmonisé pour les échanges transfrontaliers d'électricité. À cette fin, sur la base des principes de compensation dégagés par le règlement n° 1228/2003, European Transmission System Operators (« ETSO ») qui créa un régime de compensation pour prendre en compte les coûts supplémentaires de congestion dans le cadre des contrats d'exportation d'électricité, a publié les tarifs transfrontaliers d'électricité des réseaux nationaux.<sup>621</sup>

## **2. Les redevances d'accès aux réseaux**

En vertu de l'article 4 du règlement n° 1228/2003 les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseaux sont transparentes, prennent en considération la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une

---

<sup>621</sup> Cross border tarif - tariff transfrontier.

structure comparable et sont appliquées de façon non discriminatoire. Ces redevances ne sont pas fonction de la distance.

Les producteurs et les consommateurs peuvent avoir à payer l'accès aux réseaux. La part du montant total des redevances de réseau supportée par les producteurs est, sous réserve de la nécessité de fournir des signaux de localisation appropriés et efficaces, inférieure à la part supportée par les consommateurs. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs et/ou aux consommateurs fournit des signaux de localisation au niveau européen et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs à l'infrastructure.<sup>622</sup> Cela n'empêche pas les États membres de fournir des signaux de localisation à l'intérieur de leur territoire, ni d'appliquer des mécanismes visant à faire en sorte que les redevances d'accès aux réseaux supportées par les consommateurs soient uniformes sur l'ensemble de leur territoire.

Lors de la fixation des redevances d'accès au réseau, les éléments ci-après sont pris en considération les paiements et les recettes résultant du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseaux ; les paiements effectivement réalisés et reçus, ainsi que les paiements attendus pour les périodes futures, estimés sur la base des périodes passées.

Sous réserve que des signaux de localisation appropriés et efficaces soient fournis, les redevances d'accès aux réseaux payables par les producteurs et les consommateurs sont appliquées indépendamment du pays de destination et respectivement, d'origine de l'électricité. Ceci ne fait pas obstacle au paiement de redevances à l'exportation déclarée ou à l'importation déclarée résultant de la gestion de la congestion. Par contre, il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les transits déclarés d'électricité.

## **B. Les capacités d'interconnexion et la gestion de la congestion**

Le règlement n° 1228/2003 souligne que les droits d'accès prioritaire à une capacité d'interconnexion ne sont pas attribuables aux contrats qui méconnaissent les articles 81 et 82 du Traité CE pour éviter toute discrimination par rapport aux autres opérateurs. À ce propos,

---

<sup>622</sup> BELIN Hughes, « La Commission va dévoiler sa politique pour les infrastructures critiques », *Europolitique énergie*, 29 novembre 2006, n° 702.

il convient d'analyser les principes généraux de gestion de la congestion (2) et les mécanismes d'échange d'information sur les capacités (1).

## **1. L'information sur les capacités d'interconnexion**

Les GRT mettent en place des mécanismes d'échange d'information et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion. Les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.

Selon l'article 5 du règlement n° 1228/2003, les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseaux de transport sont rendues publiques. L'information publiée inclut un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans devront être soumis à l'approbation des autorités de régulation.

En outre, les gestionnaires de réseaux de transport publient des estimations de la capacité de transfert disponible pour chaque jour, en indiquant toute capacité disponible déjà réservée. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue de la capacité disponible.

Quant aux nouvelles interconnexions en courant continu, elles peuvent, à certaines conditions strictes, bénéficier de dérogations.<sup>623</sup> Pour cela, tout d'abord, l'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité et le degré de risque associé à l'investissement est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée.

En outre, l'interconnexion doit être la propriété d'une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseaux dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite, et les redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion.

---

<sup>623</sup> Les nouvelles interconnexions en courant continu peuvent, sur demande, être exemptées des dispositions de l'article 6, paragraphe 6, du présent règlement ainsi que de l'article 20 et de l'article 23, paragraphes 2, 3 et 4, de la directive 2003/54/CE.

Enfin, la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée. Dans ce contexte, la Commission doit contrôler les décisions des États membres en matière de dérogations et la manière restrictive d'interpréter ces dispositions.

## **2. Les principes généraux de gestion de la congestion**

La « *congestion* » se définit par l'article 2 - c du règlement n° 1228/2003 en tant qu'« *une situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion et/ou des réseaux nationaux de transport en cause* ». Selon la CRE, la congestion est un engorgement sur le réseau électrique du fait d'une capacité inférieure à la demande.<sup>624</sup>

La congestion a pour but d'empêcher le consommateur de recevoir l'électricité injectée par le fournisseur dans les réseaux. La gestion de la congestion commande au gestionnaire de réseau de transport d'appeler le centre de production le plus proche du consommateur et de réduire simultanément la production de la centrale éloignée. Le coût spécifique de cette opération est intégré dans les tarifs d'accès aux réseaux.<sup>625</sup>

Les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.

Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire.

---

<sup>624</sup> Le rapport d'activité de la CRE du 30 juin 2000, p. 28.

<sup>625</sup> Le GRT donne le coût de congestion journalier moyen maximal et par pas horaire ainsi que la probabilité de générer des congestions sur chaque interconnexion. Ces informations sont accessibles sur le site du GRT, ainsi que les capacités disponibles, leur utilisation et les coûts de congestion, consultables sous [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com). MERLIN André, La sûreté du réseau de transport d'électricité et l'ouverture des marchés, Revue de l'Énergie, n° 552, décembre 2003, p.4.

Sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction. La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

Les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non-discriminatoire.

Dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées.

Toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée, investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion, comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés.

## **§ 2. L'exemption des dispositions de l'accès des tiers aux réseaux**

Les directives du deuxième paquet énergie pour les secteurs de l'électricité et du gaz naturel prévoient les dispositions d'exemption dans l'article 7 du règlement n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et l'article 22 de la directive 2003/55/CE proposent que les nouvelles interconnexions en courant continu peuvent, sur demande, être exemptées des dispositions de l'article 6, paragraphe 6, du présent règlement ainsi que de l'article 20 et de l'article 23, paragraphes 2, 3 et 4 de la directive 2003/54/CE sous certaines conditions.<sup>626</sup> Ces dispositions expliquent clairement que chaque demande d'exemption est évaluée selon la spécialité du cas concret.

---

<sup>626</sup> Note of DG Energy/Transport on directives 2003/54/CE and regulation 1228/2003 in the electricity and gas internal market, « Exemptions from certain provisions of the third party access regime », 30 January 2004, p.7, Investments in gas infrastructures and the role of EU national regulatory authorities, Council of European Energy Regulators, May 2005, p. 20.



## A. L'exemption totale pour l'accès des tiers aux réseaux

Néanmoins, les critères généraux pour attribuer l'exemption dans le marché de l'électricité ont été déterminés dans l'article 7 § 1 du règlement n° 1228/2003. Selon cette disposition, tout d'abord l'investissement en question de l'exemption doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité.<sup>627</sup> En ce qui concerne cette exigence, il est difficile d'imaginer l'hypothèse où l'exemption soit attribuée à une nouvelle infrastructure de l'électricité qui est totalement ou partiellement propriété d'un acteur du marché, et elle attribue un montant important de sa capacité au marché concerné de l'électricité. Dans cette hypothèse, il est bien évident que si le propriétaire de l'infrastructure est un autre État membre, il poserait certains problèmes au niveau de la distorsion de concurrence.<sup>628</sup>

À propos du degré des risques associés à l'investissement, il est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée.<sup>629</sup> Dans une telle hypothèse, il sera difficile de justifier l'exemption pour les nouveaux investissements pour lesquels les frais seront remboursés par les tarifs du transport avec effet minimal sur les consommateurs.

Par ailleurs, selon le principe de proportionnalité, il faut bien justifier qu'en absence d'une telle décision de l'exemption, il est impossible de compléter le projet de l'infrastructure.<sup>630</sup> La propriété de l'interconnexion doit appartenir à une personne physique ou morale distincte<sup>631</sup> des gestionnaires de réseaux dans lesquels cette interconnexion sera construite.<sup>632</sup>

Depuis l'ouverture des marchés énergétiques à la concurrence en Europe, il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion. Ce genre d'interconnexion n'a pas besoin d'être traité comme réseaux généraux et peut faire l'objet d'une méthodologie spécifique de la régulation.

---

<sup>627</sup> L'article 7 § 1 (a) du règlement 1228/2003.

<sup>628</sup> BELIN Hughes, « La Commission va dévoiler sa politique pour les infrastructures critiques », *Europolitique énergie*, 29 novembre 2006, n° 702.

<sup>629</sup> L'article 7 § 1 (b) du règlement 1228/2003.

<sup>630</sup> Il est important de préciser que les éléments importants pour évaluer les projets sont les frais des projets, les revenus au fil du temps, le retour attendu sur l'investissement, le période prévu amortissement et des coûts des hypothèses de capitaux.

<sup>631</sup> Du moins en ce qui concerne son statut juridique.

<sup>632</sup> L'article 7 § 1 (c) et (d) du règlement 1228/2003.

Il est bien évident que l'exemption pour l'interconnexion ne doit pas porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.<sup>633</sup> Pour ce faire, pour l'infrastructure exemptée, l'opérateur doit gérer l'infrastructure de manière transparente et doit publier les informations certaines sur la gestion de l'interconnexion ou d'autre infrastructure concernée.

Il y a une série d'exemptions possibles qui peuvent s'appliquer. Les principales exemptions sont la complète exemption prévue dans les articles 20, 23 (2), (3) et (4) de la directive électricité avec l'effet que l'infrastructure en question ne peut pas du tout permettre l'accès aux tiers. Cela veut dire que les investisseurs du projet peuvent maintenir la totalité ou une partie de la capacité disponible pour eux-mêmes pendant la période de l'exemption appelé « *propre usage* » de l'infrastructure. Ils n'ont aucune obligation de publier des tarifs ou de négocier de bonne foi. Dans l'hypothèse où il n'y ait aucune obligation explicite associée avec l'exemption, il ne pourrait être aucune procédure du règlement des différends ou aucune possibilité de l'intervention postérieure. En outre, la loi de la concurrence est toujours applicable.

## **B. L'exemption partielle pour l'accès des tiers aux réseaux**

Quant à l'exemption partielle prévue dans les articles 20 et 23 § 2, 3, 4 de la directive 2003/54/CE, il peut être envisagé avec l'effet que l'accès des tiers aux réseaux peut être offert, mais pas sur la base des tarifs publiés. Dans une telle hypothèse, les utilisateurs potentiels du marché de l'électricité peuvent être invités à s'engager à certain montant de la capacité de l'électricité par avance de la construction à travers la procédure d'« *open season* ».<sup>634</sup> Sinon, la capacité de l'électricité peut également être offerte après la construction sur la base des négociations individuelles ou des appels d'offres. Le régulateur doit approuver la méthode utilisée pour offrir la capacité d'électricité. Néanmoins, en absence de conditions explicites associées à la décision de l'exemption, il y n'aura aucune procédure de règlement des différends ou aucune possibilité d'intervention postérieure sur la base des directives et de la régulation pour la durée de l'exemption. Pour ce type d'exemption, la loi de la concurrence est toujours applicable.

---

<sup>633</sup> L'article 7 § 1 (f) du règlement 1228/2003.

<sup>634</sup> An open season is when a company announces its intention to construct a facility eg. Storage, LNG terminal, interconnector of a given size or capacity. The capacity must be increased and made available to third parties willing to pay the full costs of the extension.

L'infrastructure de l'électricité faisant l'objet de l'exemption de l'accès aux réseaux peut être simplement exemptée de l'article 6 (6) du règlement n° 1228/2003 qui prévoit les buts de l'utilisation des recettes résultant de l'attribution des interconnexions. Selon cette disposition, les revenus de l'utilisation des interconnexions peuvent être de garantir la disponibilité réelle de la capacité attribuée, d'accroître les capacités d'interconnexion et de maintenir les investissements de réseaux.

D'ailleurs, cette attribution peut être utilisée comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés. Selon ce type d'exemption, l'infrastructure en question peut être obligée à convenir aux directives de la gestion de la congestion acceptée sous le règlement 1228/2003. Le régulateur approuvera également la méthodologie selon l'article 23 § 2. L'investisseur de l'infrastructure ne pourra pas être obligé d'utiliser la recette de l'attribution résultant des méthodologies de la gestion de la congestion pour les objectifs précisés dans l'article 6 § 6 de la directive 2003/54/CE. Sous ce type de l'exemption, le droit de demande du régulateur de faire les modifications nécessaires en matière de tarifs, mécanismes et méthodologies pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire peut aussi être contraint.

Il convient de souligner ici que les exemptions ne doivent pas couvrir toutes les obligations précisées par la directive et le règlement, et en plus les exemptions peuvent être attribuées indépendamment des dispositions mentionnées ci-dessus. D'ailleurs, les nouveaux investissements peuvent être couverts par les exemptions partielles ou par deux types différents d'exemption, à savoir que l'une partie de l'exemption peut être le *propre usage* et une autre partie peut être complètement exempté de l'article 23 de la directive 2003/54/CE.

## CHAPITRE II

### LES EFFETS JURIDIQUES DU DEUXIÈME PAQUET ÉNERGÉTIQUE SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE

La directive 2003/54/CE a été transposée en droit français par la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. En vertu des dispositions de la directive 2003/54/CE, l'ouverture à la concurrence des marchés énergétiques des États membres de l'Union européenne était prévue effective pour tous les clients non résidentiels depuis 1<sup>er</sup> juillet 2004, et pour tous les clients domestiques à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007. Afin d'achever ce objectif, la filialisation des activités du secteur électrique a complété l'évolution du marché énergétique en France.

Les choix fondateurs qui ont été faits en 1946 et 1970 en France ont facilité la transposition des directives européennes en matière énergétique à tous les niveaux. La création d'EDF et GDF sur l'ensemble de l'Hexagone et l'harmonisation des tarifs, le bon fonctionnement d'institution concédante des réseaux de distribution donné aux communes et des concessionnaires de ces distributions à EDF, à GDF et aux distributeurs nationalisés, et en plus le développement de la filière nucléaire ont été des atouts dans le secteur énergétique en France.

En 2003 les indicateurs globaux relatifs à l'évolution de la consommation et de la production d'énergie en France restent, pour l'essentiel, stables et la facture énergétique de la France s'élève à 22,71 milliards d'euros.<sup>635</sup>

La plupart des dispositions de la directive 2003/54/CE ayant vocation à structurer le marché électrique européen au cours des années à venir, dans le contexte d'ouverture des marchés à la concurrence, ont été transposées dans la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Par rapport à d'autres États européens comme l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne ou le Royaume -

---

<sup>635</sup> « Avis présenté au nom de la commission des affaires économiques et du plan (1) sur le projet de la loi de finances pour 2005 », Annexe au procès - verbal de la séance du 25 novembre 2004 de la Session Ordinaire de 2004 -2005 du Sénat, n° 76, adopté par l'Assemblée nationale, tome VI, Énergie, par Sénateur M. Roland COURTEAU.

Uni<sup>636</sup>, la France a fait des preuves importantes en matière de transposition des directives énergétiques.

Avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004<sup>637</sup> relative au service public de l'électricité et du gaz, une autre directive relative à la promotion de la cogénération du 11 février 2004 a été publiée pour accroître l'efficacité énergétique. En fonction de ce critère de cogénération, les États membres délivrent des garanties d'origine à l'électricité produite par la technique de cogénération.

---

<sup>636</sup> Tous ces Etats ont été poussés par la Commission européenne à transposer les directives énergétiques à leurs droits nationaux.

<sup>637</sup> Publiée dans la JORF n°185 du 11 août 2004.

## SECTION 1.

### LA LOI N° 2004 - 803 DU 9 AOÛT 2004 RELATIVE AU SECTEUR PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ ET AUX ENTREPRISES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES

La Commission européenne a émis deux propositions de directive le 30 janvier 2003 visant à créer une législation européenne dans le domaine de la sûreté des installations nucléaires et de la gestion des déchets radioactifs.<sup>638</sup> Une de ces deux directives vise à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures. Selon le gouvernement français, ces deux propositions de directives dépassent les limites du principe de partage de compétences en matière de développement des interconnexions afin d'achever un marché intérieur de l'électricité.

Dans le but de transposer toutes ces propositions européennes, le législateur français a préparé une nouvelle loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi 2004-803 du 9 août 2004 »). Sous cette section, nous évoquerons les lignes directrices de la loi du 2004-803 du 9 août 2004 en ce qui concerne le marché électrique en France.<sup>639</sup>

L'Assemblée nationale et le Sénat ont procédé à plusieurs débats nationaux sur la politique énergétique de la France<sup>640</sup> organisés par le gouvernement au cours de l'année 2003 et finalisé la loi 2004-803 du 9 août 2004 transposant les établissements publics EDF et GDF en sociétés anonymes.<sup>641</sup> La loi 2004-803 vise à reformer le statut d'EDF et de GDF et à redéfinir les missions de service public des entreprises électriques et gazières, transposer dans le droit national les dispositions des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives à la

---

<sup>638</sup> Comment l'Europe fera-t-elle face à ses besoins d'énergie ?, Comité d'étude des producteurs de charbon d'Europe Occidentale et le National Coal Board, Revue Française de l'Énergie, p. 389, « *La pénurie pourra être écartée par l'intervention massive de l'énergie nucléaire. On est cependant obligé de constater que pour les prochaines années encore, cette forme nouvelle d'énergie présente un caractère très aléatoire en raison des nombreuses incertitudes qui subsistent tant en ce qui concerne son prix de revient et sa rentabilité que les difficultés d'élimination des déchets radioactifs. Une question également très délicate est celle du choix du modèle de réacteur, car l'évolution de la technique est très rapide dans ce domaine. Il n'est pas raisonnable de penser que toutes ces incertitudes puissent être levées avant 1970* ».

<sup>639</sup> Sous le chapitre « Les effets juridiques de la directive 2003/55/CE sur le marché gazier en France, nous traiterons également les dispositions de la loi 2004 concernant le marché gazier ».

<sup>640</sup> Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2012 - 2021, GRTgaz, p. 5.

<sup>641</sup> La loi 2004 a donc transformé EDF et GDF en sociétés anonymes dont l'État détient plus de 70 % du capital. Cette transformation est devenue effective avec la publication du décret n° 2004 - 1223 du 17 novembre 2004 pour statuts de la société anonyme Gaz de France et du décret n° 2004 - 1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Électricité de France.

séparation juridique des entreprises chargées du transport d'électricité ou de gaz et à l'indépendance managériale et comptable des services chargés de la distribution.

Cette transformation prévue pour EDF et GDF était une nécessité. Il fallait adapter ces entreprises historiques au nouveau contexte concurrentiel résultant de la politique de la libéralisation des marchés énergétiques et mettre un terme à la garantie illimitée de l'État dont bénéficiaient ces entreprises en raison de leur statut d'établissement public, jugée contraire au droit européen de la concurrence par la commission européenne. Cette disposition concernant la transformation des entreprises historiques EDF et GDF a été interprétée par certains en tant que tentative de mettre en place les conditions d'une privatisation future de ces entreprises.

Au surplus, la loi 2004-803 du 9 août 2004 a proposé d'instaurer une Caisse nationale des industries électriques et gazières pour assurer la pérennité du régime social dans le secteur énergétique. Sous cette section consacrée à l'analyse des dispositions de la loi 2004-803, il convient d'élaborer des nouveaux défis d'EDF, de l'évolution du marché énergétique français, ainsi que de la poursuite du mouvement de la libéralisation du marché électrique.

## **§ 1. Le service public et les entreprises gestionnaires de réseau de transport**

### **A. Les dispositions sur le service public**

Le service public a une place primordiale dans le secteur électrique et gazier français dans lequel l'énergie est un bien de première nécessité et une ressource indispensable pour le développement de l'économie. C'est la raison pour laquelle EDF, GDF et les distributeurs non-nationalisés exercent leurs missions d'opérateurs des réseaux de transport et de distribution selon les conditions précisées par le principe du service public pour garantir la solidarité avec les plus démunis et contribuer à l'aménagement et au développement durable du territoire.

La conclusion d'un contrat de service public entre l'État et chacune des sociétés en charge des missions et obligations de service public dans le secteur énergétique a été imposée par l'article 1<sup>642</sup> de la loi 2004-803 du 9 août 2004. Ces contrats couvrent à la fois les dispositions des contrats prévus par l'article 29 de la loi n° 95-115 d'orientation pour l'aménagement du territoire ainsi que celles de l'article 140 de la loi n° 2001-420 relative aux nouvelles régulations économiques. Le contrat de service public prévu par cette disposition

---

<sup>642</sup> L'article 1 de la loi 2004 - 803 du 9 août 2004.

visé à garantir un niveau élevé de qualité de service pour les consommateurs et le maintien d'un effort de recherche significatif et les modalités de financement. En outre, cet article prévoit les règles de cohésion territoriale et sociale, imparties aux entreprises et les principes de péréquation tarifaire en matière d'électricité et d'utilisation des réseaux de distribution et d'harmonisation des tarifs de gaz.

En outre, EDF et GDF se sont vus attribués le pouvoir de créer des services communs, par convention, dotés ou non de la personnalité morale.<sup>643</sup> La création d'un service commun était obligatoire dans le secteur de la distribution, pour la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, les opérations de comptage ainsi que d'autres missions afférentes à ces activités.<sup>644</sup>

EDF et GDF ont développé un service commun dénommé « *EDF - GDF services* » qui était chargé de garantir la gestion des réseaux de distribution et un service public de qualité. EDF et GDF pouvaient passer des conventions afin de constituer des services communs pour accomplir leurs missions du service public et réaliser en tant que gestionnaire de réseau de distribution et, le cas échéant, par l'intermédiaire de leurs services communs, des prestations pour les distributeurs dans les secteurs du gaz et de l'électricité.<sup>645</sup> Conformément aux dispositions de la directive 2003/54/CE, les responsabilités et coûts des activités d'EDF et de GDF ont dû être identifiés et, à cette fin, le législateur français a souligné la nécessité de constituer un opérateur commun chargé sur l'ensemble du territoire français des activités de la construction, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux et les opérateurs de comptage.

En ce qui concerne la tarification spéciale applicable aux services liés à la fourniture et les personnes qui bénéficieront de cette tarification spéciale, la loi 2004-803 du 9 août 2004 a ajouté, par son article 3<sup>646</sup>, des nouvelles dispositions supplémentaires à l'article 2 et 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

---

<sup>643</sup> L'article 5 de la loi du 8 avril 1946.

<sup>644</sup> Chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale. Les coûts afférents aux activités relevant de chacune des sociétés sont identifiés dans la comptabilité des services communs. Cette comptabilité respecte, le cas échéant, les règles de séparation comptable prévues à l'article 25 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 précitée et à l'article 8 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée.

<sup>645</sup> L'article 2 de la loi 2004 - 803 du 9 août 2004.

<sup>646</sup> L'article 3 I. - Le troisième alinéa du III de l'article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée est complété par une phrase ainsi rédigée: « Ces personnes bénéficient de la tarification spéciale mentionnée au I de l'article 4 pour les services liés à la fourniture. » II. - La dernière phrase du dernier alinéa du I de l'article 4 de la même loi est remplacée par deux phrases ainsi rédigées: « Cette tarification spéciale est applicable aux services liés à la fourniture. Un décret précise les conditions d'application du présent alinéa ».



Dès l'origine, le réseau de transport d'électricité en France était fortement maillé à l'exception de quelques régions isolées comme Nice et une partie de la Bretagne. Les grands systèmes de tarification qui pouvaient s'appliquer aux réseaux maillés étaient (a) la tarification à la distance ou « *point à point* »<sup>647</sup>, (b) la tarification forfaitaire ou « *timbre-poste* »<sup>648</sup> et (c) la tarification nodale.<sup>649</sup>

Par ailleurs, la possibilité de conclure des contrats de réservation de puissance des gestionnaires du réseau public de transport avec les consommateurs raccordés au réseau public de transport durant les périodes de surconsommation et la mise à disposition de la totalité de la puissance non-utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport ont été prévues en droit français.<sup>650</sup>

## **B. Les entreprises gestionnaires de réseaux de transport d'électricité**

Les titres II et III de la loi 2004 - 803 du 9 août 2004 ont pour but de transposer les dispositions des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel en matière d'indépendance de gestion des réseaux de distribution et de séparation juridique des réseaux de transport. L'ouverture progressive des marchés de l'électricité et du gaz nécessitait de garantir l'accès non-discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution qui sont au cœur du fonctionnement des systèmes électriques et gazier. En ce sens, il importe également d'assurer l'indépendance managériale des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution dans l'exercice des missions de EDF et de GDF en respectant les droits des actionnaires à veiller sur leurs intérêts patrimoniaux.<sup>651</sup>

La directive 2003/54/CE prévoyait une séparation juridique entre les personnes qui exercent les activités de transport et celles qui exercent l'activité de production ou de fourniture d'électricité et une filialisation de ces activités.<sup>652</sup> Aux fins de transposition de la disposition sur la séparation juridique, les articles 5 et suivants de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 ont apporté les dispositions communes aux secteurs de l'électricité et du gaz en matière

---

<sup>647</sup> « Le péage d'accès au réseau dépend de la longueur du réseau emprunté entre le lieu d'injection et le lieu de soutirage. En raison de la loi de Kirchhoff qui monte qu'il est en pratique impossible d'anticiper le chemin qui sera suivi par les électrons sur le réseau ».

<sup>648</sup> « Le péage est indépendant de la distance entre producteur et consommateur, mais il tient compte de plusieurs paramètres: la tension utilisée, la puissance souscrite, la période d'utilisation du réseau, la façon d'utiliser la puissance souscrite. Le "timbre - post" peut être établi au niveau de l'injection ou du soutirage, ou aux deux niveaux simultanément ».

<sup>649</sup> La tarification nodale repose sur le calcul, a posteriori, d'un prix à chaque nœud du réseau selon le degré de congestion observé à chaque instant.

<sup>650</sup> L'article 4 de la loi n° 2004 - 803 ajoute des alinéas supplémentaires à l'article 15 et à l'article 41 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>651</sup> MARCOU Gérard, L'exigence constitutionnelle de transposition des directives et les tarifs réglementés de l'électricité et du gaz, AJDA, 2007, p. 473.

<sup>652</sup> En revanche, la directive 2003/54/CE prévoit également la possibilité de maintenir des entreprises intégrées.

d'indépendance juridique des gestionnaires de réseaux de transport et mesures organisationnelles complémentaires qui s'appliquent à toutes les entreprises intégrées quel que soit leur statut, public ou privé.

En vertu de l'article 5 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la gestion d'un réseau de transport d'électricité ou de gaz devra être assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. Le principe de l'exercice des activités de gestion des réseaux de transport par des entreprises était ainsi défini juridiquement distinctes de celles qui exercent des activités de nature concurrentielle, à savoir la production et la fourniture d'électricité ou de gaz. Selon les directives du 26 juin 2003, la séparation juridique au sein des groupes intégrés a dû être effective à la date du 1<sup>er</sup> juillet 2004.

La directive 2003/54/CE prévoyait également l'indépendance managériale des entreprises de gestion des réseaux de transport d'électricité en trois types. L'article 6 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 a stipulé les trois types comme suivant : (1) assurer leur mission de manière indépendante au sein d'un groupe intégré de manière non-discriminatoire l'exploitation et le développement des infrastructures de transport en disposant de pouvoirs de décision effectifs par rapport à leurs actionnaires et d'instaurer un mécanisme permettant de préserver les intérêts patrimoniaux des actionnaires, (2) de garantir des obligations de recueillir l'avis de la CRE préalablement à une décision de révocation de ces dirigeants, et (3) de réunir les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau et la séparation entre les activités de monopole et concurrentielles qui interdit aux dirigeants des entreprises gestionnaires des réseaux de transport d'exercer des responsabilités dans des activités de production et de fourniture d'électricité ou de gaz.

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité défini à l'article 12 de la loi n° 2000-108 est un service, indépendant sur le plan de la gestion des activités d'EDF. Le capital de la société en charge du gestionnaire du réseau de transport d'électricité est détenu en totalité par EDF. Le capital de ce dernier est régi par les lois applicables aux sociétés anonymes et également soumis à la loi relative à la démocratisation du secteur public.<sup>653</sup>

---

<sup>653</sup> La loi n° 83 - 675 du 26 juillet 1983.

L'article 7 de la loi n° 2004-803 rédigé à la lumière des principes de transparence et de neutralité des règles de gestion, de contrôle et de fonctionnement d'EDF, ce dernier est obligé de garantir un accès des tiers au réseau de transport non-discriminatoire avec la volonté de maintenir le caractère intégré et d'assurer sa mission de service public de l'exploitation et du développement de ses réseaux.

Dans le but d'instituer un seul réseau de transport d'électricité, le transfert des ouvrages de haute et très haute tension<sup>654</sup> relevant du réseau public de transport d'électricité à la société chargée de la gestion du réseau de transport d'électricité a été prévu par l'article 10 de la loi n° 2004 - 803. Les statuts de la société du gestionnaire du réseau de transport d'électricité sont approuvés par un décret. Ces statuts donnent des missions de gestion directe des autres réseaux d'électricité à cette entreprise.

Enfin, pour satisfaire les exigences prévues en matière d'investissements, d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux par la directive 2003/54/CE, le transfert des actifs liés à l'activité de transport d'EDF à la société chargée de la gestion du réseau de transport d'électricité a été également prévu par l'article 9 de la loi n° 2004-803.

## **1. Les distributeurs d'électricité**

Imposées par la directive 2003/54/CE, la séparation comptable et l'indépendance managériale des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ont dû être complétées au plus tard à la date de 1<sup>er</sup> juillet 2007. Dans ce but, l'article 13 de la loi 2004-803 prévoit qu'*« une entreprise d'électricité ou de gaz exploite sur le territoire métropolitain, un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle constitue en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités »*. C'est ainsi que pour les entreprises exploitant un réseau de distribution d'électricité ou de gaz desservant moins de 100 000 clients qui concernent généralement les réseaux des collectivités et départements d'outre-mer dans le secteur électrique ne font pas l'objet de cette obligation.

---

<sup>654</sup> L'alinéa 2 de l'article 10 de la loi n° 2004 - 803 : *« Les ouvrages de distribution de tension égale ou supérieure à 50 kV relevant du réseau public de transport d'électricité défini à l'article 12 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 précitée sont transférés, après déclassement du domaine public des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics de coopération, à la société mentionnée à l'article 7 de la présente loi, selon la procédure mentionnée à l'alinéa précédent, dans le délai d'un an à compter de la constatation, par l'autorité administrative, de ce changement »*.

Il est interdit pour la filiale de distribution d'assumer des responsabilités dans la gestion d'activités de production, de fourniture d'électricité ou de gaz. Afin d'assurer l'autonomie du service de distribution, les missions des personnes en charge de diriger la direction générale des gestionnaires de réseaux ne peuvent pas être terminées sans avis motivé préalable de la CRE. Dans cet objectif, la CRE publie chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz et l'indépendance des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et du gaz.<sup>655</sup>

Sans aucune modification des contrats en cours d'exécution, en cas de création d'une société gestionnaire de réseau de distribution, tous les contrats relatifs à l'activité de gestionnaires de réseau de distribution peuvent être transférés à la société qui vient d'être créée.

## **2. L'organisation des entreprises électriques en France**

Créées par la loi de la nationalisation sous la forme d'établissements publics industriels et commerciaux et fonctionnant dans un contexte national et monopolistique, suite aux dispositions imposées par les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE, EDF et GDF devront s'adapter aux évolutions du marché énergétique en France afin de mettre en place des obligations d'ouverture progressive et de contribuer à la création du marché européen intégré de l'énergie. Provenant d'un principe de spécialité dans leurs domaines d'activités, EDF et GDF se sont dotés d'une nouvelle organisation suite à l'ouverture aux nouveaux marchés en contrepartie de la perte de leur hégémonie sur le marché national énergétique en France.

Dans cette réorganisation, EDF et GDF se sont vues conférer une nouvelle structure juridique pour affronter leurs concurrents dans le marché énergétique européen. L'article 24 de la loi n° 2004 - 803 dispose qu'« *Électricité de France et Gaz de France sont transformés en sociétés dont l'Etat détient plus de 70 % du capital. Sauf dispositions législatives contraires, elles sont régies par les lois applicables aux sociétés anonymes* ». La logique de garder 70 % de ces entreprises en tant que propriétés de l'État provient de leur fort composant nucléaire de leur parc de production. C'est la raison pour laquelle, ces entreprises ne seront pas privatisées et resteront toujours des entreprises publiques majoritairement détenues par l'État. En parallèle des règles juridiques applicables aux sociétés anonymes, ces entreprises

---

<sup>655</sup> L'article 15 § 3 de la loi n° 2004 - 803.

sont soumises aux dispositions relatives aux entreprises publiques.<sup>656</sup> En conséquence de toute réorganisation de ces entreprises, elles n'obéissent plus au principe de spécialité et pourront servir à leurs clients deux énergies à la fois.

En vertu du principe de la continuité des personnes morales et des services morales, l'article 25<sup>657</sup> de la loi n° 2004-803 prévoit que l'ensemble des biens, droits, obligations, contrats et autorisations de toute nature sont attribués de plein droit à EDF et GDF. Les opérations entraînées par cette transformation sont exonérées du paiement de tous les droits.

## **§ 2. Les lignes secondaires de la loi n° 2004-803**

### **A. Les dispositions sur les distributeurs non-nationalisés**

Quant à la position des DNNs, dans le but d'atténuer les contraintes juridiques de la territorialité et du domaine d'activité pesant sur les distributeurs non-nationalisés et les nouveaux distributeurs publics gaziers agréés, l'article 29 de la loi n° 2004 - 803 favorise le maintien de ces distributeurs en tant qu'acteurs sur le marché de la fourniture d'électricité.

Inséré à la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 l'article 23bis prévoit que :

*« Les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 et les distributeurs agréés en vertu du III de l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales peuvent constituer entre eux des groupements d'intérêt économique ou participer à des groupements d'intérêt économique avec Électricité de France, Gaz de France ou ces deux entreprises dans les formes prévues au chapitre Ier du titre V du livre II du code de commerce; peuvent, même lorsque leurs zones de desserte ne sont pas limitrophes, fusionner au sein d'une régie, d'une société d'économie mixte locale ou d'une société d'intérêt collectif agricole d'électricité. Les sociétés d'économie mixte locales concessionnaires de la distribution d'électricité ou de gaz ou celles qui assurent la fourniture d'électricité ou de gaz pour le compte d'un distributeur non nationalisé et, par dérogation aux dispositions de l'article L. 2253 - 1 du code général des collectivités territoriales, les régies de distribution d'électricité ou de gaz dotées de la personnalité morale et de l'autonomie financière peuvent,*

---

<sup>656</sup> Y compris la loi n° 83 - 675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du service public.

<sup>657</sup> L'article 25 de la loi n° 2004 - 803 dispose que « La transformation en sociétés d'Électricité de France et de Gaz de France n'emporte ni création de personnes morales nouvelles, ni cessation d'activité. Les biens, droits, obligations, contrats et autorisations de toute nature des sociétés Électricité de France et Gaz de France, en France et hors de France, sont ceux de chacun des établissements publics au moment de la transformation de leur forme juridique. Cette transformation ne permet aucune remise en cause de ces biens, droits, obligations, contrats et autorisations et n'a, en particulier, aucune incidence sur les contrats conclus avec des tiers par Électricité de France, Gaz de France et les sociétés qui leur sont liées au sens des articles L. 233 - 1 à L. 233 - 4 du code de commerce. Les opérations entraînées par cette transformation ne donnent pas lieu à la perception de droits, impôts ou taxes de quelque nature que ce soit ».

*à la condition de lui transférer l'ensemble de leurs contrats de fourniture d'électricité ou de gaz à des clients qui ont exercé leur droit à l'éligibilité, créer une société commerciale ou entrer dans le capital d'une société commerciale existante. L'objet statutaire de la société est limité aux activités de production et de fourniture d'électricité ou de gaz et aux prestations complémentaires ».*

Dans le but d'affronter la concurrence dans les meilleures conditions, la disposition citée ci-dessus prévoit que DNNs et des nouveaux distributeurs publics gaziers agréés sont autorisés à réaliser des économies d'échelle en se réunissant au sein de groupements d'intérêt économique. Il est proposé de constituer des centrales d'achat de fourniture, d'équipements ou de services et d'avoir une organisation plus rationnelle de la distribution comptant plus de 170 DNNs. La fusion de plusieurs régies devra être précédée d'un regroupement au sein d'un même établissement public de coopération des autorités organisatrices de la distribution publique concernée. Par les DNNs il est possible de transmettre à une société commerciale de droit commun ayant un objet statutaire de limiter ses activités, des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz des clients ayant eu droit à l'éligibilité et créer une société commerciale ou entrer dans les activités de production et de fourniture d'électricité ou de gaz et aux prestations complémentaires.

Durant la période de la transformation de la forme juridique d'EDF et GDF afin de mettre en place la politique d'ouverture des marchés énergétiques à la concurrence, la loi n° 2004 - 803 a également prévu certaines dispositions ayant but de mettre en cohérence cette nouvelle structure avec celle provenant de la loi de la nationalisation de l'électricité et du gaz. Les modifications apportées à la loi n° 2000 - 108 en vertu de l'article 33 de la loi n° 2004 - 803 portent en général sur la société gestionnaire du réseau de transport d'électricité. L'article 33 ajoute l'article 12, I de la loi n° 2000 - 108 concernant le réseau public de transport constitué par les ouvrages exploités<sup>658</sup>, par EDF, en tant que gestionnaire du réseau public de transport, les ouvrages de tension supérieure ou égale à 50 kV créés, sur le territoire métropolitain continental et l'article 12, II de la loi n° 2000 - 108 concernant le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État, après avis de laCRE.

---

<sup>658</sup> À la date de la publication de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004.

L'article 22 de la loi n° 2000 - 108 est complété par les dispositions concernant des fournisseurs comme le suivant : « *Les fournisseurs communiquent sur leur demande aux clients éligibles qui souscrivent une puissance égale ou inférieure à 36 kVA leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix sont identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental* ».

Selon cette disposition, le prix de détail de l'électricité pour les consommateurs éligibles en France est devenu libre et négociable entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité du marché. L'évolution des prix négociés entre consommateurs éligibles et fournisseurs a également suivi l'évolution des prix de gros sur les marchés européens de l'électricité. En France, les prix de gros se sont établis à un niveau très bas par rapport aux coûts complets de production.

*« Les contrats de fourniture conclus pour l'alimentation des consommateurs éligibles dont la puissance souscrite pour l'accès au réseau est égale ou inférieure à 36 kVA prévoient notamment une facturation de l'énergie en fonction de l'électricité consommée. Lorsque le fournisseur d'électricité facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, en application des dispositions du septième alinéa de l'article 23, chaque kilowattheures consommé est facturé, au minimum, au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux mentionné à l'article 4 ».*

L'article 25 de la loi n° 2000 - 108 a été modifié par l'article 33 § 9<sup>659</sup> de la loi n° 2004 - 803 qui précise les règles de séparation comptable qui sont imposées aux sociétés verticalement et horizontalement intégrées dans le secteur de l'électricité et l'article 26<sup>660</sup> de la loi n° 2000 - 108 a été ajouté par l'article 33 § 10 de la loi n° 2004 - 803 qui prévoit les règles pour les sociétés exerçant une activité dans le secteur d'électricité et au moins une autre activité en dehors de ce secteur, tiennent dans leur comptabilité interne un compte séparé.

---

<sup>659</sup> EDF et les distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 précitée tiennent dans leur comptabilité interne un compte séparé au titre de la gestion des réseaux de distribution. Leur comptabilité interne doit permettre de distinguer la fourniture aux clients éligibles de la fourniture aux clients non éligibles et d'identifier, s'il y a lieu, les revenus provenant de la propriété des réseaux publics de distribution.

<sup>660</sup> L'article 26 de la loi 2004 - 803 est ainsi rédigé : « *Les sociétés, autres que celles mentionnées à l'article 25, qui exercent une activité dans le secteur de l'électricité et au moins une autre activité en dehors de ce secteur, tiennent dans leur comptabilité interne un compte séparé pour leurs activités dans le secteur de l'électricité et un compte regroupant leurs autres activités exercées en dehors de ce secteur. Les entreprises auxquelles la loi et les règlements n'imposent pas de publier leurs comptes annuels tiennent ces comptes à la disposition du public* ».

## B. Les réseaux de distribution d'électricité

La fonction du réseau public de distribution d'électricité a été définie pour desservir les consommateurs finals et les producteurs d'électricité raccordés en moyenne et basse tension. La commune, l'établissement public ou le département qui exploite le réseau public de distribution en régie ou en concession à la date de la publication de la loi n° 2004 - 803 est l'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution.<sup>661</sup> La consistance du réseau de transport et de distribution se définit par l'article 35 de la loi n° 2004 - 803 en tant que la fonction consistant à desservir les consommateurs finals et les producteurs relevant de leurs niveaux de tension<sup>662</sup> correspondant à la basse et moyenne tension, une tension inférieure à 50 kilovolts étant la limite inférieure du réseau de transport.

L'article 36 de la loi n° 2004 - 803 a reclassé au 1<sup>er</sup> janvier 2005 les ouvrages appartenant à EDF et faisant part du réseau d'alimentation générale et relevant des réseaux publics de distribution<sup>663</sup> et a transféré ces derniers à titre gratuit aux collectivités territoriales à la date de publication de la loi n° 2004 - 108, les réseaux public de transport. En outre, Le paragraphe II de l'article 36 dispose qu'« *EDF est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite* ». C'est ainsi que les ouvrages antérieurement classés dans le « *réseau d'alimentation générale* » relèvent de la distribution publique à la date de la publication de la loi n° 2004 - 803 et le concessionnaire de la distribution publique a été dispensé de constituer des provisions pour les ouvrages dont l'échange de renouvellement est postérieur au terme normal de la concession en cours.

La transformation d'EDF en société anonyme a été réalisée à la date de la publication du décret fixant les statuts initiaux et la modalité transitoire de sa gestion jusqu'à l'installation des différents organes prévus par les statuts qui peuvent être modifiés selon les conditions prévues pour les sociétés anonymes.

Il convient de dresser un rapide bilan des enjeux auxquels est confrontée la nouvelle société anonyme EDF. Pendant les années 2003 et 2004, le groupe EDF s'est engagé à poursuivre sa politique de désendettement. En 2003 EDF visait à se recentrer sur les pays

---

<sup>661</sup> L'article 35 de la loi de 2004 - 803.

<sup>662</sup> Selon § V de l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales.

<sup>663</sup> Défini au IV de l'article L. 2224 - 31 du code générale des collectivités territoriales.



européens pour construire ses axes de développement stratégique.<sup>664</sup> En 2004 EDF a poursuivi sa politique de désendettement et a décidé de cesser ses activités non-profitables notamment en Amérique Latine. L'Assemblée nationale a construit une commission ad hoc chargée d'évaluer le projet industriel et les besoins financiers d'EDF.

Au cours de l'année 2003, le parlement a également été saisi d'un projet de loi d'orientation sur l'énergie qui tend à définir les grands principes présidant à la conduite de la politique énergétique au cours des années à venir. Le but de cette loi était de réguler les économies d'énergie à la promotion des énergies renouvelables (« ENR ») et à l'équilibre et à la qualité des réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Selon le rapport annuel de la CRE, le nombre d'acteurs sur le marché électrique est resté stable au cours des années 2003 et 2004. Une soixantaine sur 70 sociétés électriques était active sur l'un des segments du marché électrique.<sup>665</sup> Les segments du marché électrique français notamment les ventes aux clients éligibles et les transactions sur les bourses de l'énergie se sont développées au cours de l'année 2003. Néanmoins, la concurrence dans le marché électrique resta assez limitée, puisque seulement cinq acteurs se partagent 90 % du marché ayant échappé à EDF.

Quant aux méthodes d'échange d'électricité en Europe, il existe trois types d'échanges : le premier est le marché de gré à gré non organisé, le deuxième est la bourse d'électricité où l'offre et la demande se rencontrent sur un marché facultatif organisé, et dernièrement le troisième est le système de pool qui est un marché obligatoire sur lequel toute production est confrontée à la demande. En ce qui concerne le marché français, au 1<sup>er</sup> juin 2004, le marché de la veille pour le lendemain de Powernext comptait 39 membres actifs, rassemblant les principaux acteurs français et européens du marché électrique. Mais, les cinq membres les plus actifs représentent environ 40% des achats et des ventes.

Conformément à la loi n° 2004-803, RTE publie régulièrement un code de bonne conduite qui expose les mesures garantissant l'accès non-discriminatoire au réseau public de transport d'électricité.<sup>666</sup> Le 1<sup>er</sup> septembre 2005 RTE est devenue une société anonyme à capitaux publics, filiale à 100% du groupe EDF. Ce dernier a transféré à RTE la propriété du

---

<sup>664</sup> En 2003, la principale filiale étrangère d'EDF était EDF UK (London Electricity) pour une valeur nette comptable de 3,6 milliards d'euros, et sa participation principale étant celle dans la société allemande EnBW pour une valeur nette comptable de 2,2 milliards d'euros.

<sup>665</sup> La vente aux clients éligibles, fourniture de « pertes » à RTE, activités d'import/export et transactions à la bourse de l'énergie (Powernext).

<sup>492</sup> BOUNEAU Christophe, DERDEVET Michel, PERCEBOIS Jacques, « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle », mai 2007, ERCOM Timée-Éditions, p. 173. p. 86.

réseau français de transport d'électricité, le plus important d'Europe avec 100 000 km de lignes et 46 lignes transfrontalières à haute et très haute tensions.<sup>667</sup>

En vue d'assurer la concurrence dans le marché électrique français, il convient de mettre en place quatre séries de mesures : l'éligibilité croissante des consommateurs, l'accès des tiers aux réseaux, l'accès des entrants à la ressource, la création d'un marché de gros de l'électricité.

L'éligibilité des consommateurs signifie les consommateurs « *éligibles* » qui peuvent choisir leurs fournisseurs sur le marché ouvert de la production et du négoce d'électricité, la filiale d'un opérateur étranger ou un « *nouvel entrant* », société se lançant dans l'activité de production et/ou de commercialisation de l'électricité.

Le seuil d'éligibilité changea progressivement. En 1996 il a été prévu 100 GW par an, 16 GW en 2000 et 7 GW en 2003. En principe, pour ce qui devient éligible, l'exercice de l'éligibilité est irréversible, personne ne peut revenir au système de tarif réglementé. Le 1<sup>er</sup> juillet 2004 tous les consommateurs professionnels, y compris les collectivités locales sont devenus éligibles. Tous les consommateurs européens, y compris les particuliers sont devenus éligibles et ont obtenu la possibilité de changer de fournisseur.

Pour l'accès des tiers aux infrastructures essentielles, il est indispensable d'attribuer l'accès aux infrastructures essentielles aux concurrents de l'opérateur historique pour qu'ils puissent alimenter leurs clients. Dans une hypothèse contraire, si le système oblige les concurrents à construire leur propre réseau de transport et de distribution, l'éligibilité des consommateurs ne pourra pas être assurée pendant très longtemps.

La directive 2003/54/CE impose aux entreprises intégrées une séparation juridique des activités de transport et de distribution par le biais de création des gestionnaires de réseau de transport et gestionnaire du réseau de distribution étant des filiales des opérateurs historiques. Par exemple, RTE est la filiale à 100% d'EDF. Mais la directive 2003/54/CE vise également à accroître l'indépendance des gestionnaires de transport par la séparation des propriétés et l'ouverture de leur capital aux concurrents de l'opérateur historique. C'est ainsi que la filiale de l'opérateur historique EDF, le GRT français doit tout mettre en œuvre afin de protéger les informations commerciales en sa possession concernant les concurrents de l'opérateur historique et assurer sa neutralité sous la surveillance de la CRE.

---

<sup>493</sup> 63, 90, 150, 225 et 400 000 V.

Les missions distinctes de RTE sont, tout d'abord, l'exploitation du réseau de transport et la gestion des flux physiques d'électricité. En exploitant et développant les infrastructures de transport d'électricité, RTE vise à garantir la sécurité des tiers et des biens contre les phénomènes électriques et à optimiser la disponibilité et l'évolution du réseau de façon à répondre au mieux aux besoins de transport d'électricité. En parallèle, RTE suit l'état du réseau et adapte sa configuration pour garantir la sûreté du transport d'électricité, d'autre part la gestion en temps réel de l'équilibre physique entre l'offre et la demande d'électricité. Comme l'électricité n'est pas un bien stockable, la mission d'équilibre physique a une importance primordiale pour le transport d'électricité.

## SECTION 2.

### AUTRES NOUVELLES LOIS ENTRÉES EN VIGUEUR À LA SUITE DU DEUXIÈME PAQUET ÉNERGÉTIQUE

L'ouverture complète des marchés de l'énergie, conformément aux directives européennes 2003/54 et 2003/55 du 26 juin 2003, devrait être effective au 1<sup>er</sup> juillet 2007. À cet effet elle permettait le développement d'offres nouvelles, originales, répondant mieux aux besoins des consommateurs, qui seront tous libres de choisir leur fournisseur. Pour y parvenir, la France a également dû tout d'abord faire face à un triple défi qui est la quasi-disparition des surcapacités de production en matière d'hydrocarbures, le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Europe et le mouvement considérable de consolidation des acteurs européens de l'énergie.

Conformément au deuxième paquet énergie, l'ouverture des marchés énergétiques n'a pu être réussie que par une séparation juridique des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz se trouvant au sein d'entreprises verticalement intégrées et desservant plus de 100 000 clients. Dans le cas d'EDF et de GDF, le projet de loi prévoyait que cette opération ne remettrait pas en cause le service commun à ces deux groupes. L'organisation de la distribution de gaz était inchangée et demeurerait exercée par GDF et ses filiales sous réserve des exceptions prévues par la loi du 8 avril 1946 et par la loi du 3 janvier 2003.

Enfin, pour l'ouverture des marchés énergétiques français, le législateur français a préparé deux lois : la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (§ 1) et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie (§ 2).

#### **§ 1. La loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique**

Ayant pour ambition de fixer la stratégie énergétique nationale de la France, la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique a prévu les principales orientations pour la maîtrise de la demande d'énergie et la création d'un dispositif original, les certificats d'économies d'énergie ainsi que le renforcement des règles de performances énergétiques des bâtiments, et a supporté la relance du programme

électronucléaire français et le développement des énergies électriques et thermiques renouvelables avec l’affichage des objectifs de développement des énergies renouvelables.

En supplément, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 a prévu les rôles des collectivités locales quand elle deviennent les organisatrices de réseaux de distribution d’électricité ou de gaz, et la mise en œuvre des appels d’offres électriques et à favoriser le développement des ENRs et du potentiel hydroélectrique français, un mécanisme permettant aux gestionnaire de réseau de transport d’électricité de surveiller que les conditions de l’équilibre entre l’offre et la demande sont réunies et clarifié le régime juridique de la contribution pour les charges de service public de l’électricité.

## **A. Les lignes directrices de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005**

Le premier article de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 explique la définition de la politique énergétique française en tant qu’ *« un service public de l’énergie qui garantit l’indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique. Sa conduite nécessite le maintien et le développement d’entreprises publiques nationales et locales dans le secteur énergétique »*, et détermine également dans le même article, les objectifs de la politique énergétique française comme suivant: *« contribuer à l’indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d’approvisionnement; assurer un prix compétitif de l’énergie, préserver la santé humaine et l’environnement, en particulier en luttant contre l’aggravation de l’effet de serre; garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l’accès de tous à l’énergie. L’État veille à la cohérence de son action avec celle des collectivités territoriales et de l’Union européenne »*.

La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 dispose également les solutions pour atteindre les objectifs définis. C’est ainsi que l’État doit veiller à maîtriser la demande d’énergie, diversifier les sources d’approvisionnement énergétique, développer la recherche dans le domaine de l’énergie et finalement assurer des moyens de transport et de stockage de l’énergie adaptés aux besoins.<sup>668</sup>

### **1. Les objectifs essentiels de la loi n° 2005-781**

En tant que la stratégie énergétique de la nation, la loi n° 2005-781 fixe les quatre grands objectifs de la politique française de l’énergie et les moyens à mettre en œuvre pour y

---

<sup>668</sup> L’article 2 de la loi n° 2005 - 781.

parvenir: indépendance énergétique nationale grâce à la sûreté des approvisionnements, assurance d'un prix compétitif de l'énergie, préservation de la santé humaine et de l'environnement notamment à travers la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, cohésion sociale et territoriale par une énergie accessible pour tous.<sup>669</sup>

#### **a. Les axes majeurs de la loi n° 2005-781**

La loi n° 2005-781 requiert la poursuite de quatre axes majeurs : maîtriser la demande d'énergie, diversifier le bouquet énergétique, développer la recherche et l'innovation, assurer les moyens de transports et de conditionnement nécessaires et fixe des objectifs chiffrés: le soutien à un objectif global de division par deux des émissions de gaz à effet de serre avant 2050, la réduction en moyenne de 2% par an jusqu'à 2015 de l'intensité énergétique finale et de 2,5% par an jusqu'à 2030, la production de 10 % des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergie renouvelables en 2010, ce qui suppose un passage de la production intérieure d'électricité d'origine renouvelable de 14 % en 2005 à 21% en 2010, ainsi qu'une hausse de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable, et l'incorporation de biocarburants à hauteur de 5,75% en 2010. Dans le cadre de ces objectifs, les trois plans énergétiques ont été lancés et l'option nucléaire a été réaffirmée.<sup>670</sup>

Suite à l'entrée en vigueur de la loi, le gouvernement français a ainsi maintenu les capacités nucléaires de la France pour des fins d'indépendance énergétique, de réduction de l'effet de serre et de préservation du prix modéré de l'électricité.<sup>671</sup> Aux termes de l'article 9 de la loi n° 2005-781, l'État est chargé de construire un nouveau réacteur nucléaire démonstrateur de conception la plus récente dans le cadre de la prochaine programmation des investissements prévue par la loi n° 2000-108. Le nucléaire continue d'être privilégié pour assurer l'approvisionnement en électricité sans pour autant négliger la diversité du bouquet énergétique.

Pour transposer la directive 2002/91/CE du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments, la loi n° 2005-781 a créé les certificats d'économie d'énergie qui avaient pour but d'aborder un marché affecté aux économies d'énergie générées par une

---

<sup>669</sup> Rapport d'information n° 625 sur la mise en application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 programme fixant les orientations de la politique énergétique présenté par Serge POIGNANT et Philippe TOURTELIER.

<sup>670</sup> L'énergie pour le développement, Face Sud et Terre Énergie.

<sup>671</sup> « Dans le domaine de l'énergie nucléaire, deux axes de recherches ont été retenus : la fission et la fusion auxquels a été ajoutée la recherche dans le domaine de la sûreté. Dans ce cadre, ont été signées : une convention du 9 septembre 2010, entre l'État et le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives relatives au programme d'investissement d'avenir " réacteur de 4e génération Astrid " dotée de 900 millions d'euros et une convention du 31 janvier 2012 entre l'État et l'Agence nationale de la recherche relative au programme d'investissements d'avenir », SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 218.

obligation d'économie imposée aux vendeurs d'énergie, le nouveau rôle prévu pour les collectivités territoriales, une meilleure information du consommateur par des actions de sensibilisation et d'éducation, des dispositifs en faveur des énergies renouvelables, notamment un système de garantie d'origine permettant de vendre une électricité propre, des mesures renforçant la qualité et la fiabilité de la fourniture électrique par une plus grande sécurité dans les approvisionnements, un conseil supérieur de l'énergie compétent pour toutes les formes d'énergie.

## **b. La maîtrise de la demande d'énergie**

Au-delà de la stratégie énergétique, la loi n° 2005-781 comportait également des mesures sur la maîtrise de la demande d'énergie. Les certificats d'économie d'énergie, le renouvellement de l'encadrement des sites de production éolienne afin de limiter les nuisances sonores et visuelles, la garantie d'origine des énergies renouvelables.

Pour répondre au souhait des collectivités d'installer sur leur territoire des appareils convertissant l'énergie mécanique du vent en énergie électrique, les zones de développement de l'éolien ont été conçues. Chaque zone a été délimitée suivant son potentiel éolien, la capacité de raccordement au réseau électrique, la protection des paysages, des monuments historiques et des sites remarquables et protégés.<sup>672</sup> Par contre, les implantations maritimes dans le domaine éolien souffraient des problèmes règlementaires, notamment en matière de permis de construire en mer, de compétences respectives des collectivités et des préfetures maritimes.

Pour attribuer un label de production d'électricité des centrales de cogénération ou des centrales opérant à partir d'énergies renouvelables, l'article 33 de la loi n° 2005-781 prévoit un mécanisme de la garantie d'origine de l'électricité. Les certificats sont délivrés par le gestionnaire du réseau public sur demande aux producteurs non raccordés et aux autoconsommateurs d'électricité issue d'énergies renouvelables<sup>673</sup> ou de cogénération. Les conditions de délivrance des garanties d'origine et de tenue du registre, les tarifs d'accès à ce service ainsi que les pouvoirs et moyens d'action et de contrôle attribués aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

## **2. Les réglementations financières**

---

<sup>672</sup> En février 2007 au niveau national, dix-huit zones de développement de l'éolien avaient été créées et soixante-trois propositions de constitution étaient à l'instruction.

<sup>673</sup> Les sources d'énergie renouvelables bénéficiant du disposition sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice, et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

La loi n° 2005-781 a poursuivi un objectif de conciliation des problématiques du développement durable avec les impératifs de gestion financière des personnes publiques et des citoyens. Notamment pour accélérer le développement du secteur de l'énergie renouvelable à usage des particuliers et restreindre le poids du facteur financier dans sa décision d'équipement, un particulier qui investit dans une pompe à chaleur ou dans un panneau photovoltaïque peut prétendre à un grand nombre d'avantages financiers et fiscaux, à l'échelon local comme au niveau national.

#### **a. Le crédit d'impôt, instrument délicat de promotion**

À travers une meilleure maîtrise de l'énergie par les particuliers, le mécanisme fiscal visant à protéger l'environnement était le crédit d'impôt sur le revenu pour dépenses d'équipement de l'habitation principale.<sup>674</sup>

L'objectif du crédit d'impôt sur le revenu pour dépenses d'équipement de l'habitation principale correspond à la stratégie nationale tracée par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique. Le crédit d'impôt couvrait jusqu'à 8 000 Euros pour une personne seule et 16 000 Euros pour un couple. Il s'applique uniquement aux dépenses d'acquisition d'équipements soumis à de stricts critères techniques correspondant d'une part à l'économie d'énergie réalisée et d'autre part à la mise en œuvre de technologies énergétiques peu ou non polluantes.

L'économie d'énergie pouvait provenir soit d'une production d'énergie propre par chaque citoyen, soit de la réduction par ce dernier de sa consommation énergétique, essentiellement électrique et calorifique.

À propos de la diffusion des nouvelles technologies énergétiques il existait des problèmes de lisibilité et de cohérence dans la réglementation publique. Tout d'abord, le crédit d'impôt sur le revenu en faveur des économies d'énergie génère de nombreuses procédures contentieuses engagées par les services fiscaux. La lisibilité et l'intelligibilité du crédit d'impôt pose généralement problème. Il existe de surcroît des difficultés particulières pour deux types de technologies, les panneaux solaires photovoltaïque et les pompes à chaleur. Quant aux difficultés pour des équipements spécifiques, l'instruction fiscale prévoit la disposition pour ouvrir droit au crédit d'impôt, le local dans lequel les équipements sont installés doit être affecté à l'habitation principale du contribuable. C'est ainsi que la volonté

---

<sup>674</sup> Figuré à l'article 200 quater du code général des impôts.



de développer les énergies renouvelables a conduit à autoriser l'attribution d'un crédit d'impôt malgré la revente totale de l'électricité d'origine photovoltaïque.

Le crédit d'impôt est un mécanisme coûteux pour les finances publiques. Puisqu'il génère des coûts nets importants pour l'État, que les bénéficiaires échappent ainsi à une part de l'impôt sur le revenu ou qu'ils soient destinataires d'un remboursement lorsqu'ils ne sont pas imposables.

#### **b. Le taux de TVA et le tarif de rachat**

Aux termes de l'article 8 de la loi n° 2005-781, la fiscalité des énergies tient compte de l'incidence de leur utilisation sur la compétitivité de l'économie, la santé publique, l'environnement et la sécurité d'approvisionnement et vise un traitement équilibré entre les différents types d'énergie. Par ailleurs, elle tient compte de la nécessité de rendre compétitives, afin de favoriser leur développement, les énergies renouvelables.

Le taux de TVA applicable entre consommation et production à la vente d'énergie issue de moyens de production respectueux de l'environnement subissait une instabilité en matière. L'application correcte de la loi a prévalu en décembre 2007 lorsqu'un rescrit a mis fin à cette distinction entre vente partielle et vente totale pour établir un taux de TVA unique de 5,5%.

Quant au tarif de rachat de l'énergie, il soulève à nouveau des difficultés spécifiques pour la filière photovoltaïque. L'énergie solaire semble mieux acceptée en raison de son absence quasi - totale de pollution.

### **B. Les dispositions secondaires de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005**

La loi n° 2005 - 781 prévoit les missions à accomplir pour le Gouvernement français et les divers ministères et modifie la structure de certaines institutions de l'énergie.

#### **1. Les dispositions à propos des institutions de l'énergie**

Selon l'article 10 de la loi n° 2005-781, le Ministre de l'Énergie rend publique une stratégie nationale de la recherche énergétique pour une période de cinq ans et organise l'articulation entre les recherches publique et privée. L'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques évalue cette stratégie et sa mise en oeuvre.

En outre, le Gouvernement français transmet au parlement un rapport annuel sur les avancées technologiques résultant des recherches qui portent sur le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie et qui favorisent leur développement industriel.

Aux termes de l'article 11, le Ministre de la Coopération et le Ministre de l'Énergie mettent en place un plan « *L'énergie pour le développement* » qui mobilise et coordonne les moyens nécessaires pour étendre l'accès aux services énergétiques des populations des pays en développement. Ce plan privilégie la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables locales.

Afin d'y renforcer les apports thermiques et électriques naturels, l'article 12 de la loi n° 2005-781 prévoit que le Ministre de l'Énergie et le Ministre du Logement mettent en place un plan « *Face - sud* » qui assure la promotion et la diffusion des énergies renouvelables dans le bâtiment. Selon l'article 13 de la loi n° 2005-781, le Ministre de l'Énergie et le Ministre de l'Agriculture mettent en place un plan « *Terre - énergie* » qui mobilise les moyens nécessaires pour atteindre un objectif d'une économie d'importations d'au moins 10 millions de tonnes d'équivalent pétrole en 2010 grâce à l'apport de la biomasse pour la production de chaleur et de carburants. À cet effet ce plan favorise la production, la promotion et la diffusion des biocarburants dans les transports.

Quant aux modifications structurelles des institutions, le conseil supérieur de l'électricité et du gaz, devenu le conseil supérieur de l'énergie par la loi 2005-781 du 13 juillet 2005, trouve ses racines dans le décret du 24 août 1935 portant attribution du conseil supérieur de l'électricité.

Quant à la CRE, l'article 103 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique abroge le dispositif légal qui attribuait la personnalité morale à la CRE pour la raison qu'il était inutile de garder la personnalité morale du régulateur et les conséquences juridiques qui vont sans avoir la contrepartie de l'indépendance financière.<sup>675</sup> La loi n° 2005-781 a modifié l'article 38 de la loi du 10 février 2000 afin d'exclure catégoriquement la compétence de la CRE pour régler un différend concernant un client non éligible.

---

<sup>675</sup> LOMBARD Martine, « Brèves remarques sur la responsabilité morale des institutions de régulation », RJEP/CJEG n° 619 avril 2005, p. 127.

La loi 2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et la loi n° 2006-1537 relative au secteur de l'énergie qui a beaucoup changé le paysage électrique français en créant une nouvelle autorité administrative indépendante (« AAI ») pour l'énergie et modifiant la composition du régulateur sectoriel.<sup>676</sup>

En vertu de l'article 17 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, devenu article 66 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, tous les consommateurs finals d'électricité peuvent demeurer soumis aux tarifs réglementés pour un site spécifique si pour ce site personne n'a jamais fait jouer son éligibilité.<sup>677</sup>

## **2. L'orientation de la politique énergétique**

Par la loi n° 2005-781, la France a ainsi décidé de poursuivre une politique de diversification des sources d'approvisionnement énergétiques. Cette diversification concerne l'électricité pour laquelle l'État a trois priorités : le maintien de l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020, le développement des énergies renouvelables et la garantie de la sécurité d'approvisionnement électrique à partir du pétrole, du gaz naturel et du charbon.<sup>678</sup>

En matière de centrales nucléaires les premières mises à l'arrêt définitif des centrales nucléaires actuelles pourraient donc se produire vers 2020. La durée de vie de chaque centrale sera en effet évaluée au cas par cas et, le moment venu, en tenant compte de ses spécificités de conception, de construction et d'exploitation. Cette durée de vie dépendra donc de l'aptitude des centrales à respecter les exigences de sûreté déterminées, en toute indépendance par rapport aux producteurs, par la direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Compte tenu des délais de construction d'une nouvelle centrale nucléaire, la France devra être vers 2015 en mesure de décider si elle lance une nouvelle génération de centrales nucléaires en remplacement de l'actuelle.

À cette fin les technologies nécessaires doivent être disponibles au moment du renouvellement du parc. En effet, les technologies de rupture, celles des réacteurs de quatrième génération, ne seront au mieux disponibles pour un déploiement industriel qu'à l'horizon 2045, soit trop tardivement pour le remplacement du parc nucléaire actuel. La

---

<sup>676</sup> SANTIAGO JUNIOR Fernando Antonio, La régulation du secteur électrique en France et au Brésil, Thèse de doctorat en droit soutenu le 16 novembre 2007, Université de Paris 1 Panthéon – Sorbonne, École Doctorale de Droit Public et Droit Fiscal, p. 432.

<sup>677</sup> MARCOU Gérard, L'exigence constitutionnelle de transposition des directives et les tarifs réglementés de l'électricité et du gaz, AJDA, 2007, p. 473.

<sup>678</sup> GRAULT Vincent, Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel: le marché européen, janvier 2005, Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie CREDEN, Montpellier, France, p. 3.

construction très prochaine d'un réacteur de troisième génération EPR est donc indispensable pour optimiser techniquement et financièrement le déploiement ultérieur des nouvelles centrales et compte tenu des progrès technologiques importants de ce modèle de réacteur en matière de sûreté. En outre, à l'horizon de sa mise en service, sa production sera nécessaire à l'équilibre du réseau électrique français.

Pour le développement des énergies renouvelables, l'État soutient en priorité le développement des filières industrielles françaises matures entraînant le moins de nuisances environnementales et encourage la poursuite du développement technologique des autres filières. Il s'attache en particulier à optimiser l'utilisation du potentiel hydraulique en incitant le turbinage des débits minimaux laissés à l'aval des barrages, en améliorant la productivité des ouvrages actuels et en favorisant la création de nouvelles installations; à privilégier la réalisation des projets les plus rentables par le recours aux appels d'offres.<sup>679</sup>

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement électrique à partir du pétrole, du gaz naturel et du charbon, il convient que la France s'assure d'un développement suffisant des moyens de production thermique au fioul, au charbon ou au gaz afin de garantir sa sécurité d'approvisionnement électrique. La prochaine programmation pluriannuelle des investissements devra donc réaffirmer le rôle du parc de centrales thermiques et en préciser la composition. Compte tenu des émissions de ces filières de production, l'État favorise par une politique de soutien adaptée le développement des technologies de séquestration de dioxyde de carbone, notamment les opérations de démonstration et d'expérimentation sur sites pilotes.

#### **a. La prise en compte de la dimension européenne du rôle des collectivités territoriales**

La France vise à faire partager les principes de sa politique énergétique par les autres Etats membres de l'Union européenne afin que la législation européenne lui permette de mener à bien sa propre politique et garantisse un haut niveau de sécurité des réseaux interconnectés. En outre, dans la mesure où la constitution d'un marché intégré européen de l'énergie devrait, à terme, limiter les différences de prix intraunion, la France favorise une meilleure coordination des politiques énergétiques des différents États membres de l'Union européenne afin de favoriser la compétitivité économique.

---

<sup>679</sup> « Ce bilan servira à optimiser le dispositif français de soutien à ces énergies en modifiant si nécessaire les outils existants (obligations d'achat et appels d'offres) et en envisageant la création d'un marché des certificats verts; à développer la géothermie haute énergie en outre-mer et à soutenir l'expérience de géothermie en roche chaude fracturée à grande profondeur, à valoriser l'expérience acquise avec la centrale solaire Themis et le four solaire d'Odeillo, en participant aux instances de coopération scientifique et technologique internationale sur le solaire thermodynamique, à soutenir la filière de la production d'électricité à partir de la biomasse et, en particulier, de la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers », Annex de la loi n° 2005 - 781.

C'est ainsi que la France élabore tous les deux ans, à l'intention de l'Union européenne, des propositions énergétiques visant notamment à promouvoir la notion de service public, l'importance de la maîtrise de la demande d'énergie et de la diversification du panier énergétique et la nécessité d'un recours à l'énergie nucléaire afin de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

Quant au rôle des collectivités territoriales et de leurs groupements, en matière de qualité du service public, les collectivités compétentes, autorités concédantes de la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, contribuent avec les opérateurs à l'amélioration des réseaux de distribution et peuvent imposer des actions d'économie d'énergie aux délégataires d'électricité, de gaz et de chaleur et aux concessionnaires lorsqu'elles permettent d'éviter des extensions ou des renforcements des réseaux.

En matière de promotion de la maîtrise de la demande d'énergie, outre les actions tendant à réduire la consommation d'énergie de leurs services, les collectivités compétentes définissent des politiques d'urbanisme visant, par les documents d'urbanisme ou la fiscalité locale, à une implantation relativement dense des logements et des activités à proximité des transports en commun et à éviter un étalement urbain non maîtrisé. Étant également responsables de l'organisation des transports, elles intègrent dans leur politique de déplacements, en particulier dans les plans de déplacements urbains, la nécessité de réduire les consommations d'énergie liées aux transports. Elles développent enfin directement ou avec des agences de l'environnement, et notamment en partenariat avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (« ADEME »<sup>680</sup>) dans le cadre des contrats de plan État-régions, des politiques d'incitation aux économies d'énergie.

En matière de promotion des énergies renouvelables, les collectivités peuvent favoriser le recours à ces sources de production, notamment par des dispositions d'urbanisme, et en développant, en partenariat avec l'ADEME, des politiques d'incitation spécifiques, ainsi que participer à la planification de l'implantation des éoliennes.

Enfin, en matière de solidarité entre les particuliers consommateurs d'énergie, les collectivités compétentes, agissant dans le cadre de leur politique d'aide sociale, aident leurs administrés en difficulté à payer leurs factures, quelle que soit l'origine de l'énergie utilisée, notamment par l'intermédiaire des fonds de solidarité pour le logement.

---

<sup>680</sup> <http://www.ademe.fr/>.

## **b. L'adaptation de la politique de maîtrise de la demande d'énergie aux spécificités de chaque secteur**

Le premier secteur concerné est celui de l'habitat et des locaux à usage professionnel. Pour les bâtiments neufs, l'État abaisse régulièrement les seuils minimaux de performance énergétique globale, avec un objectif d'amélioration de 40 % d'ici à 2020. En outre, il favorise la construction d'une part significative de logements dans lesquels il est produit plus d'énergie qu'il n'en est consommé.

Compte tenu d'un taux de renouvellement des bâtiments de 1 % par an, la priorité porte sur l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments anciens afin de diviser par quatre les émissions de dioxyde de carbone avant 2050. Pour ces bâtiments, le niveau d'exigence évolue conjointement à la réglementation thermique pour le neuf. Il est, initialement, en termes d'exigence globale, aussi proche que possible de la réglementation applicable au neuf en 2005.

Pour les bâtiments neufs, l'État abaisse régulièrement les seuils minimaux de performance énergétique globale, avec un objectif d'amélioration de 40 % d'ici à 2020. En outre, il favorise la construction d'une part significative de logements dans lesquels il est produit plus d'énergie qu'il n'en est consommé.

Par ailleurs, l'État amplifie les actions de rénovation du parc locatif aidé, qui permettent une réduction des factures d'énergie des ménages modestes. Les propriétaires bailleurs sont incités à engager des travaux d'économie d'énergie grâce à un partage équitable des économies engendrées avec les locataires.

Le deuxième secteur concerné est celui des transports. Le secteur des transports constituant la principale source de pollution de l'air et d'émission de gaz à effet de serre, l'État veille à réduire, autant que possible, toutes les émissions polluantes des véhicules et à faire prévaloir une organisation urbaine limitant les déplacements.

Le troisième secteur concerné est celui de l'industrie. Dans ce secteur, l'État appuie les efforts déjà entrepris pour améliorer l'efficacité énergétique des processus de production mais aussi pour favoriser la diffusion de procédés non émetteurs de gaz à effet de serre, notamment avec le développement d'un système d'échange de quotas d'émissions au sein de l'Union européenne. En outre, la France propose la mise en place, dans le cadre de l'UE, de seuils de consommation maximale des appareils électriques en veille, tendant vers une

puissance appelée inférieure à 1 watt par appareil dans le cas général des équipements électriques de grande diffusion. L'État s'assure, en outre, que les consommations des appareils en veille sont prises en compte pour l'affichage de leurs performances énergétiques.

## **§ 2. La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie**

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie organise l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à l'intention d'offrir des possibilités nouvelles aux consommateurs. Toutefois, le législateur propose que ceux qui le souhaitent puissent continuer à bénéficier des tarifs réglementés de l'électricité et du gaz. La loi n° 2006-1537 traite de la distribution de l'électricité et du gaz, du contrôle de leur fourniture et de l'ouverture du capital de GDF et de son contrôle par l'État, et à la fois prévoit de plus la création d'un tarif spécifique de vente de gaz aux personnes en difficulté.<sup>681</sup>

La mise en place de dispositions de la loi n° 2006-1537 améliorant la protection et l'information des consommateurs du marché énergétique permettrait le développement des offres commerciales dans un cadre lisible et sécurisant pour tous. La création de médiateurs du secteur va également dans le sens d'une meilleure prise en compte des intérêts des consommateurs.

Pour répondre à la mondialisation des enjeux énergétiques, la loi n° 2006-1537 prévoyait également des modifications pour GDF qui était un acteur performant et reconnu sur le marché gazier français, mais restait de taille moyenne à l'échelle mondiale. À ce titre, GDF a travaillé avec Suez à un projet industriel porteur de croissance et d'investissements qui suppose la fusion de ces deux entreprises.<sup>682</sup>

Afin de permettre la protection des consommateurs et l'adaptation des entreprises énergétiques françaises au nouveau contexte énergétique européen, la loi n° 2006-1537 a prévu des dispositions sur l'ouverture des marchés, au maintien des tarifs régulés, et à la création d'un tarif social pour le gaz naturel; la fusion entre Suez et GDF, et au contrôle de

---

<sup>681</sup> Un tel dispositif existait déjà pour l'électricité, la hausse récente des prix de l'énergie nous conduit à proposer d'en créer un pour le gaz naturel.

<sup>682</sup> Il convient de souligner que le gouvernement français apportait son soutien à ce projet de fusion entre GDF et Suez et présentait au Parlement les dispositions législatives permettant sa mise en oeuvre. Dans le projet de loi, l'État conservait une participation d'au moins un tiers du capital du nouvel ensemble correspondant à la minorité de blocage. Conformément à la jurisprudence européenne, l'État voulait également avoir le droit de s'opposer aux décisions de l'entreprise ou de ses filiales affectant en France les actifs concernant les canalisations de transport de gaz naturel, les actifs liés à la distribution de gaz naturel, les stockages souterrains de gaz naturel ainsi que les installations de gaz naturel liquéfié qui concourt à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. Par ailleurs, en matière de définition des missions de service public et de contrôle de leur bonne exécution, d'organisation du marché, et de mise en place du cadre réglementaire, l'État conservera par ailleurs ses prérogatives, Comment l'Europe fera-t-elle face à ses besoins d'énergie ?, Comité d'Étude des Producteurs de Charbon d'Europe Occidentale et le National Coal Board, Revue Française de l'Énergie, p. 393 « Problèmes posés par la sécurité d'approvisionnement ».

l'État sur les actifs stratégiques concourant à la sécurité d'approvisionnement nationale et la transposition des directives européennes en ce qui concerne la distribution d'électricité et de gaz naturel tout en garantissant le maintien d'un service commun à EDF et GDF<sup>683</sup> et l'amélioration de la protection du consommateur pour ce qui concerne les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel.

La loi n° 2006-1537 a également prévu la transposition des directives européennes en ce qui concerne la distribution d'électricité et de gaz naturel tout en garantissant le maintien d'un service commun à EDF et GDF<sup>684</sup> et l'amélioration de la protection du consommateur pour ce qui concerne les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel.

### **A. Les dispositions relatives à la distribution de l'électricité et du gaz**

L'article 6 de la loi n° 2006-1537 modifie les articles 13 à 15 de la loi du 9 août 2004 pour transposer les dispositions des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives à la séparation juridique des entreprises qui assurent la gestion de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel se trouvant au sein d'entreprises verticalement intégrées. Comme le permettent les directives, cette séparation ne concerne que les distributeurs qui desservent plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain soit, dans le secteur de l'électricité, EDF, Électricité de Strasbourg, Usine d'Électricité de Metz (« UEM »), SOREGIES (Vienne) et le service de distribution des Deux-Sèvres et, dans le secteur du gaz, Gaz de Strasbourg et Gaz de Bordeaux.

Le principe de la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ou de gaz qui desservent plus de 100 000 clients en métropole a été prévu par l'article 13 de la loi du 9 août 2004. Il définit également les missions des gestionnaires de réseau de distribution.

L'article 14 de la loi du 9 août 2004 a prévu le transfert des biens, droits et obligations. Les obligations couvrent notamment les contrats de travail et de concessions de distribution. Il est proposé de laisser ouvert aux DNNs le choix de séparer juridiquement soit l'activité de gestion de réseau soit celle de fourniture. Pour EDF et GDF, la séparation juridique entraînera la création de filiales gestionnaires de réseau de distribution. Il est également envisagé que les

---

<sup>683</sup> La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières avait donné à Électricité de France (EDF) et à GDF (GDF) le statut de sociétés anonymes dans lesquelles l'État devait détenir « plus de 70 % du capital ». La nouvelle loi vise notamment à réduire la participation de l'État dans la société GDF afin de permettre sa fusion éventuelle avec la société Suez.

<sup>684</sup> La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières avait donné à EDF et à GDF le statut de sociétés anonymes dans lesquelles l'État devait détenir « plus de 70 % du capital ». La nouvelle loi vise notamment à réduire la participation de l'État dans la société GDF afin de permettre sa fusion éventuelle avec la société Suez.



transferts prévus à cet article 14 soient exemptés de tout impôt ou taxe de quelque nature que ce soit. L'article 15 de la loi du 9 août 2004 adapte les mesures d'indépendance fonctionnelle des gestionnaires de réseau de distribution qui accompagnent la séparation juridique. Les modifications proposées permettent également de répondre au grief soulevé par la Commission européenne sur les modalités en vigueur de transposition des directives 2003/54 et 2003/55 concernant la séparation fonctionnelle de ces gestionnaires.

Enfin, un article 15-1 est créé dans la loi du 9 août 2004 afin de préciser que, s'agissant d'EDF et de GDF, tant que cette dernière entreprise est publique, leurs filiales gestionnaires de réseau de distribution sont soumises à la loi de 1983 relative à la démocratisation du secteur public dès leur création.

L'article 7 de la loi n° 2006-1537 concerne l'opérateur commun aux activités de distribution d'EDF et de GDF. Il est proposé qu'il devienne un service commun des deux filiales GRD-EDF et GRD-GDF. Son périmètre d'activité, précisé dans l'article 5 de la loi du 8 avril 1946, est inchangé. L'article 8 clarifie les obligations qui pèsent sur GDF et les DNN en ce qui concerne la péréquation tarifaire des tarifs de distribution pour le gaz sur leur zone de desserte historique. L'article 9 abroge les dispositions relatives au fonds de péréquation du gaz, créé par l'article 33 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée qui n'a jamais été créé.

## **B. Les dispositions relatives aux contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel**

L'article 13 de la loi n° 2006-1537 a transposé les annexes (A) des directives 2003/54 et 2003/55 qui prévoient des dispositions concernant la protection des consommateurs. D'une manière générale, les mesures proposées imposent à tout fournisseur d'électricité et de gaz naturel, d'une part, des obligations d'informations précontractuelles et, d'autre part, le respect d'obligations contractuelles lors de la conclusion d'un contrat de fourniture d'énergie avec un consommateur. Ces dispositions ont été également intégrées dans le code de la consommation.

L'article 13, en son I, crée ainsi une section 12 dans le code de consommation, relative aux conditions de conclusion des contrats souscrits par les consommateurs avec un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel. Cette section, intitulée « contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel » comporte huit articles. La section 12 s'applique aux contrats conclus entre les fournisseurs de ces deux énergies et les consommateurs.

L'article L. 121-87 mentionne la liste des informations qu'un fournisseur est tenu de communiquer au consommateur au moment de l'offre, afin que ce dernier soit en mesure de choisir en toute connaissance de cause un opérateur ; il précise également les moyens par lesquels le fournisseur ou son intermédiaire communique au consommateur les informations pré-contractuelles précitées.

L'article L. 121-88 rappelle que le contrat comporte obligatoirement certains points particuliers.<sup>685</sup> L'article L. 121-89 prévoit, s'agissant de la durée des contrats, le principe de la liberté contractuelle en imposant toutefois aux fournisseurs de proposer au moins une offre d'une durée d'engagement d'un an ; par ailleurs, ce même article encadre les modalités de résiliation du contrat et les frais qui pourraient être facturés au consommateur en cas de sortie du contrat. L'objectif est d'éviter de rendre le consommateur captif lorsqu'il signe un contrat avec un fournisseur d'énergie.

L'article L. 121-90 impose au fournisseur d'informer ses clients de tout projet de modification des conditions contractuelles, notamment en cas d'évolution des prix. Les tarifs réglementés ne sont pas concernés par les dispositions de cet article. L'article L. 121-91 prévoit qu'un arrêté concernant les conditions de présentation des factures de gaz naturel et d'électricité sera pris par le ministre chargé de la consommation et le ministre chargé de l'énergie, après avis du Conseil national de la consommation, comme cela a été le cas dans le secteur des télécommunications.

L'article L. 121-92 prévoit l'obligation, pour les fournisseurs de gaz naturel ou d'électricité, de proposer un contrat unique pour la fourniture d'électricité ou de gaz et l'accès aux réseaux, dès lors que le consommateur le sollicite. L'article L. 121-93 prévoit la désignation de médiateurs par chaque fournisseur d'électricité ou de gaz, chargés de recommander des solutions équitables aux litiges avec les consommateurs. L'article 13 de la loi n° 2006-1537 comporte en ses II et III, des dispositions de coordination entre les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 d'une part, et le code de la consommation d'autre part, en ce qui concerne le contrat unique que chaque consommateur domestique peut conclure avec son fournisseur d'électricité ou de gaz.

---

<sup>685</sup> Date d'effet du contrat, modalités d'exercice du droit de rétractation, rappel des principales obligations légales auxquelles les clients domestiques sont tenus en matière d'installations intérieures, etc.

## **CHAPITRE III**

### **LES EFFETS JURIDIQUES DU DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE**

#### **SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE TURC**

La directive 2003/54/CE faisant partie de la législation électrique européenne du deuxième paquet énergie prévoyait des nouvelles obligations pour le service public et la protection des consommateurs du marché électrique, et renforcer les précautions de sécurité d’approvisionnement en électricité dans les États membres et candidats à l’Union européenne. Pour transposer les dispositions sur la libéralisation de son marché électrique, la Turquie a modifié, à plusieurs reprises, la loi n° 4628 sur le marché électrique turc après 2003 où le deuxième paquet énergie était entrée en vigueur et jusqu’en 2009 où le troisième paquet énergie apporterait les nouvelles régulations pour finaliser la libéralisation des marchés énergétiques au niveau européen. Sous ce chapitre, il importe d’examiner les modifications apportées dans la loi n° 4628 sur le marché électrique turc (Section 1) y compris ses dispositions temporaires, et ensuite les nouvelles autres législations ayant pour but de libéraliser et de former le nouveau marché électrique turc (Section 2).

## SECTION 1.

### LES MODIFICATIONS APPORTÉES DANS LA LOI N° 4628

La loi n° 4628 sur le marché électrique turc a été modifiée à plusieurs reprises pendant la période de la transition du deuxième paquet énergie par la loi n° 5015 du 4 décembre 2003<sup>686</sup>, la loi n° 5307<sup>687</sup> du 2 mars 2005, la loi n° 5398 du 3 juillet 2005, la loi n° 5496 du 10 mai 2006, la loi n° 5627<sup>688</sup> du 18 avril 2007 et la loi n° 5784 du 9 juillet 2008.<sup>689</sup>

#### § 1. Les modifications permanentes apportées dans la loi n° 4628

Pendant le période de la transition du deuxième paquet énergie, plusieurs dispositions ont été apportées dans la loi n° 4628 sur le marché électrique turc. La plupart des nouvelles dispositions prévoyaient la nouvelle structure du marché électrique avec les nouvelles définitions des termes employés dans les activités du marché électrique.

La définition des installations de transport a été insérée dans le premier article (31) par la loi n° 5496 du 10 mai 2006 en tant que les installations de distribution jusqu'au point de l'interconnexion y compris les plants à moyenne tension des zones de commutation à partir des installations de production des points connectées à tension supérieure à 36 kV.

La cogénération et les installations de cogénération micro ont été définies par l'article 14 de la loi n° 5627 du 18 avril 2007 dans le premier article (51) et (52) de la loi n° 4628. La cogénération signifie la production simultanée de la chaleur, de l'électricité et/ou de l'énergie mécanique, et les installations de cogénération micro sont les installations de cogénération ayant une puissance installée de moins de 50 kW basée sur l'énergie électrique.

Plusieurs nouvelles définitions ont également été apportées par le premier article de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 dans le premier article de la loi n° 4628 sur le marché électrique turc concernant l'objectif de la loi. Le premier article (10) signifie les droits, les contrats ou d'autres moyens apportés sur une personne morale séparément ou ensemble, *de facto* ou *de jure* par les contrats qui ont des effets déterminants sur les décisions, la composition des

---

<sup>686</sup> La loi n° 5015 du 4 décembre 2003 sur le marché pétrolier publiée dans le Journal officiel n° 25322 du 20 décembre 2003.

<sup>687</sup> La loi n° 5307 du 2 mars 2005 sur le marché gazier pétrolière liquifié.

<sup>688</sup> La loi n° n° 5627 du 18 avril 2007 <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/05/20070502-2.htm> (consulté le 20 décembre 2014).

<sup>689</sup> La loi n° 5784 du 9 juillet 2008 visant à modifier la loi n 4628 sur le marché électrique turc disponible seulement en turc sur : <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5784.html> (consulté le 18 décembre 2014).

organes d'une personne morale ou le droit d'utilisation de la totalité ou une partie des propriétés.

La définition du fournisseur a été insérée dans le premier article (18) de la loi n° 4628 comme les entreprises titulaires des licences de vente en détail de vente en gros, les groupes d'autoproducteurs, les autoproducteurs, les entreprises de production de la capacité ou de l'énergie électrique. Les installations de distribution sont définies dans le premier article (32) les installations et les réseaux établis pour la distribution de l'électricité à partir du point où les interconnexions liées aux installations de la production au niveau de tension de distribution se terminent.

Le premier article (39) concernant les contrats d'achat et de vente de l'énergie contient tous les contrats à conclure par TETAŞ, TEAŞ et TEDAŞ. Le premier article (42) concerne les contrats de contrôle qui sont des contrats bilatéraux conclus selon les dispositions du droit privé pour la protection de l'intégrité de l'opération et de la détermination des systèmes de la distribution et du transport entre l'opérateur étant une personne morale et le propriétaire des lignes directes privées avec l'entreprise de distribution ou TEİAŞ.

La condition de l'interconnexion internationale a été insérée dans le premier article (53) en tant que l'interconnexion à créer par le biais du fourniture de la zone isolée à établir dans le pays voisin ou de l'utilisation des méthodes de l'orientation d'unité ou le système électrique national qui sera connecté à l'asynchrone parallèle, au synchrone parallèle avec le système électrique appartenant aux autres pays.

## **A. Les activités du marché électrique turc**

La structure des entreprises qui exercent les activités du marché électrique turc est prévue par l'article 2 (3) de la loi n° 4628 qui a été inséré par l'article 2 de la loi n° 5496 du 10 mai 2006. Selon cette disposition, les personnes morales soumises aux dispositions du droit privé doivent être créées sous la structure commerciale de la société anonyme ou limitées selon les dispositions de la loi n° 6762 du commerce turc, et dont les actions sauf ceux qui sont négociées dans la bourse d'électricité, doivent être nominatives.

Les acteurs du marché électrique sont énumérés dans l'article 2 (4) de la loi n° 4628 qui a été modifié par l'article 2 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008. Les personnes morales qui exercent les activités de production sont les entreprises de production d'électricité du secteur privé, EÜAŞ et ses filiales, d'autres entreprises publiques de production d'électricité issues de

la restructuration d'EÜAŞ, les autoproducteurs et les groups d'autoproducteurs. En fonction de leurs licences les entreprises de production du secteur privé et public peuvent vendre la capacité et l'énergie électrique aux personnes morales et physiques.

En ce qui concerne les activités de transport, selon l'article 2 (4) (b) de la loi n° 4628, TEİAŞ prépare, révisé, contrôle les règlements des réseaux et des tarifs de l'utilisation des systèmes et de connexion, de transport. Il effectue le contrôle de fréquence par la répartition de la charge, augmente la capacité et la substitution dans les réseaux de transport, observe la sécurité du système en temps réel. TEİAŞ détermine les services auxiliaires nécessaires pour assurer la qualité de l'énergie électrique.

TEİAŞ et les personnes morales qui exercent les activités de production d'électricité concluent les contrats de contrôle pour la construction des lignes directes privées entre les clients éligibles et/ou les consommateurs et l'installation de production dans le cadre de sa licence de production et conformément aux standards valides du système de transport national. TEİAŞ peut constituer et opérer la partie des réseaux des interconnexions internationales se trouvant à l'extérieur du pays, dans ce but il peut constituer une société internationale et/ou peut participer à une société internationale déjà existante et aux organisations sur l'opération des marchés régionaux.<sup>690</sup>

Quant aux activités de distribution, selon l'article 2 (4) (d) (1) de la loi n° 4628, TETAŞ prend le contrôle des contrats d'achat et de vente d'électricité conclu par TEAŞ et TEDAŞ. L'article 2 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 a également ajouté que TETAŞ peut conclure de nouveaux contrats d'achat et de vente d'énergie dans le cadre des contrats d'application et de concession, et des contrats d'importation et/ou d'exportation d'électricité dans le cadre des contrats entre les gouvernements et les contrats d'achat qui seront approuvés par EPDK et ne devront pas dépasser plus d'un an. Selon l'article 2 (4) (d) (2) de la loi n° 4628, les entreprises de vente en gros du secteur privé, elles peuvent vendre en gros l'électricité. Le montant d'énergie électrique vendu dans le marché électrique en gros ne peut pas dépasser 10 % de la consommation de l'énergie électrique nationale de l'année précédente.

---

<sup>690</sup> KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası (« La consommation de l'énergie électrique et le marché de l'énergie électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

Modifiée par l'article 2 de la loi n° 5496 du 10 mai 2006, l'article 2 (4) (g) de la loi n° 4628 prévoit qu'à condition d'obtenir la licence nécessaire de la part d'EPDK, pour satisfaire les besoins des participants, les personnes morales des zones industrielles organisées peuvent exercer les activités de distribution et/ou de production sans créer une société selon la loi du commerce turque n° 6762.<sup>691</sup>

## **B. Les types de licences du marché électrique turc**

À propos des licences de distribution de l'électricité l'article 3 du n° 5496 a été modifié par l'article 22 de la loi n° 5398 du 3 juillet 2005. Selon le nouvel article 3, sauf les activités de vente en détail ou de distribution, les entreprises de distribution du secteur privé peuvent obtenir la licence de production et créer l'installation de production d'électricité à condition de séparer les comptabilités de leurs différentes activités. Elles peuvent également acheter l'énergie électrique des entreprises de production d'électricité qui lui appartiennent ou avec lesquelles elles sont dans une relation de l'actionnariat, à un prix qui ne saurait dépasser le prix moyen national du marché gros d'électricité.

L'article 3 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 a ajouté qu'à partir du 1er janvier 2013 les entreprises de distribution d'électricité ne peuvent continuer qu'à exercer leurs activités de production et de vente en détail sous les différentes personnalités juridiques.

En ce qui concerne les conditions de l'expiration des licences, l'article 15 de la loi n° 5627 du 18 avril 2007 a modifié l'article 3 (d) prévoit que pour satisfaire leur propre besoin en électricité les personnes morales qui créent des installations de cogénération qui ont une capacité supérieure à la valeur déterminée par le ministère de l'énergie, seraient exclues de l'obtention de licence et de la création d'une entreprise.

Selon l'article 3 (3) de la loi n° 4628 modifié par l'article 3 de la loi n° 5784, les personnes physiques et morales qui continuent les installations de cogénérations micros ou les installations de production à une puissance installée minimum de 500 kWh et basées aux ressources de l'énergie renouvelable, sont exclues des obligations d'obtenir la licence et de créer la société.

Modifié par l'article 15 de la loi n° 5627 du 18 avril 2007, l'article 3 (4) de la loi n° 4628 prévoit qu'EPDK demande une garantie pour les applications de licence et pour les

---

<sup>691</sup> La loi n° 6762 de la commerce turque publié dans le Journal officiel n° 9353 du 9 juillet 1956.

licences existantes de production. En outre, selon la nouvelle disposition de l'article 3 (6) de la loi n° 4628 ajoutée par l'article 3 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008, les licences des personnes morales qui n'ont pas pu réaliser les investissements de production d'électricité dans le cadre des délais prévus par la loi, sont annulées. Les partenaires ayant plus de 10 % des actions dans la personnalité morale, le président et les membres du conseil d'administration qui sont toujours dans leur poste ou déjà partis, ne peuvent faire aucune demande de licence dans un délai de trois ans à partir de la date d'annulation des licences et ne peuvent obtenir aucune action dans les personnes morales qui font la demande de licence.

## **§ 2. Les modifications sur le processus de la libéralisation et de la sécurité d'approvisionnement dans le marché électrique turc**

### **A. Les modifications sur le processus de privatisation et d'expropriation**

En ce qui concerne la privatisation dans le marché électrique turc, l'article 14 de la loi n° 4628 concernant la privatisation a été modifié par l'article 4 de la loi n° 5496 du 10 mai 2006. Dans le cadre des activités de TEDAŞ et sur les actifs et l'opération nécessaire pour les activités de distribution, à condition que la propriété soit réservée, TEDAŞ et les entreprises de distribution d'électricité à créer pour exercer les activités dans la zone de distribution d'électricité peuvent conclure des contrats de transfert des droits de gestion.

L'article 14 (4) de la loi n° 4628 modifié par l'article 4 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 prévoit que même si EÜAŞ et/ou les institutions, filiales, participation, opération et actifs sont élaborés dans le cadre des programmes de privatisation, leur relation continue avec le ministère et les institutions concernées et leur appartenance aux institutions auxquelles ils sont liés. 80 % des revenus obtenus à la suite de la privatisation des entreprises sont transférés aux capitaux de BOTAŞ, TEİAŞ, EÜAŞ et TKİK<sup>692</sup> utilisées dans les investissements de l'infrastructure énergétique. Le reste est transféré à DSİ pour les investissements des centraux hydroélectriques concernant la production d'énergie.

Quant à l'expropriation dans les activités du marché électrique turc, selon l'article 15 (c) de la loi n° 4628 modifié par l'article 5 de la loi n° 5496 du 10 mai 2006, les demandes de l'expropriation des personnes morales du droit privé ayant des licences des activités de distribution et/ou de production dans le marché électrique, sont évaluées par EPDK, et ce dernier les approuve, il les exproprie selon les dispositions de la loi n° 2942 de

---

<sup>692</sup> Institut des Affaires de Charbon de la Turquie (« Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu »).



l'expropriation. Les décisions de l'expropriation de l'EPDK sont considérées comme décisions de l'intérêt public. Les frais nécessaires pour le processus de l'expropriation sont payés par le demandeur de l'expropriation étant une personne morale titulaire de la licence. La propriété des terrains, des installations de production ou de distribution appartient à l'institution publique, sinon au trésor public.

En ce qui concerne les actifs réels qui sont nécessaires pour les activités de distribution, de transport ou de production, les processus de l'expropriation sont effectués par les personnes morales publiques ayant des licences concernées. Les actifs réels expropriés sont enregistrés au nom des personnes morales publiques ayant la propriété des installations de production, de transport et de distribution.

## **B. La sécurité d'approvisionnement dans le marché électrique turc**

L'article 6 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 insère une nouvelle disposition sur la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'article supplémentaire 3 dans la loi n° 4628 qui élabore les responsabilités et tâches du ministère de l'énergie à ce propos. C'est ainsi que le ministère de l'énergie est responsable pour le suivi de la sécurité d'approvisionnement en énergie dans le pays et la prise des précautions nécessaires concernant la sécurité d'approvisionnement. Dans le contexte de la sécurité d'approvisionnement, TEİAŞ est également responsable pour la protection de la sécurité du système électrique, la planification, la construction et l'opération des réseaux de transport, la préparation du plan du développement pour la production d'énergie électrique à long terme pour une période de vingt ans et la projection de la capacité de production d'électricité.

En vue de satisfaire les besoins régionaux du système du fait des manques de capacité suffisante et d'assurer la sécurité du système électrique, TEİAŞ peut faire des appels d'offre pour faire construire des nouvelles installations de production dans le cadre des contrats des services auxiliaires et/ou pour louer la capacité existante des installations de production d'électricité. Le prix de location de capacité à payer par TEİAŞ pour les appels d'offre sera reflétés sur les prix de l'opération des systèmes, et le prix d'énergie. Les prix d'énergie sont reflétés sur les prix d'opération des systèmes dans le cadre des contrats des services auxiliaires ou par les utilisateurs du marché dans le cadre du règlement d'équilibrage et de conciliation.

Les entreprises de distribution ayant la licence de vente en détail sont obligées de répondre aux demandes de capacité et de l'énergie électrique des clients non-éligibles dans leur zone de distribution. Ces entreprises en question doivent informer EPDK des demandes d'énergie électrique pour les cinq ans qui viennent, le montant de l'énergie électrique qu'ils ont besoin, les contrats conclus et leurs besoins supplémentaires en énergie et capacité.

En plus, les fournisseurs qui rencontrent les demandes d'énergie électrique des clients éligibles doivent informer EPDK chaque année des ressources où ils vont obtenir l'énergie dans le cadre des contrats conclus avec les clients éligibles sur la base de fournisseur. EPDK est responsable pour le suivi des développements des installations de production d'électricité qui ont été attribués des licences et la prise des décisions nécessaires pour la mise en place des installations prévues dans le cadre des législations concernées.

L'article supplémentaire 3 (b) de la loi n° 4628 prévoit la création des mécanismes de de capacité y compris les capacités de réserve de puissance installée nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. Pour le suivi et l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement, le ministère de l'énergie prépare chaque tous les deux ans le rapport de la projection de demande de l'énergie électrique en Turquie en prenant les avis d'EPDK et l'organisation de planification d'État. TEİAŞ dépose les données sur la prévision de la demande d'électricité dans les vingt ans qui viennent pour contribuer à la détermination des politiques énergétiques.

En prenant en considération l'équilibre entre les demandes et offres, les diversités des ressources, la situation des systèmes de distribution, de transport et de production d'électricité, le Ministère de l'Énergie prépare jusqu'au 31 décembre de chaque année un rapport de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique.

Si les investissements dans la production de l'électricité ne sont pas suffisants, une compétition peut être organisée d'après la décision du conseil des ministres pour rencontrer les demandes des fournisseurs. Dans le cas où le Ministère de l'Énergie constate que malgré toutes les précautions prises la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique ne serait pas assurée, le Conseil des ministres est chargé de prendre les précautions nécessaires y compris la construction des nouvelles installations de production d'électricité aux entreprises publiques de la production d'électricité.

## SECTION 2.

### D'AUTRES LEGISLATIONS ENTRÉES EN VIGUEUR

#### À LA SUITE DU DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE

Pendant la période de la transition du deuxième paquet énergie dans le marché électrique turc, sauf les lois visant à modifier les dispositions de la loi n° 4628 sur le marché électrique, d'autres législations ont été élaborées par le législateur turc. Il importe d'étudier d'abord le règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique et la loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique, ensuite la loi n° 5346 sur l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables pour la production de l'énergie électrique et la loi n° 5710 sur la construction et l'opération des centrales nucléaires.

#### **§ 1. Les législations sur l'équilibrage et la conciliation du marché électrique et la loi sur l'efficacité de l'énergie**

##### **A. Le règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique**

Le règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique (« DUY »<sup>693</sup>) a été publié dans le Journal officiel n° 25632 du 3 novembre 2004 et dès cette date il a été appliqué d'une manière virtuelle. À la suite de la décision n° 831 d'EPDK du 20 juillet 2006, le règlement a été mis en place d'une manière pratique. Le règlement DUY prévoit les procédures et les principes concernant la réalisation de l'équilibrage et la conciliation de la demande et de l'offre du marché électrique en temps réel. Les dispositions de la loi n° 4628 sur la définition d'un système de l'équilibrage et la conciliation complétant la structure du marché basé sur les contrats bilatéraux, ont été développées dans le cadre du règlement DUY.

À la suite de l'entrée en vigueur du règlement DUY, les mécanismes fondamentaux concernant la création du marché de vente en gros de l'électricité qui produit des signaux de prix reflétant l'équilibre de demande-offre dans le système, ouvert à la concurrence et à la participation de tous les consommateurs. Le but essentiel de l'application du règlement DUY est de concilier tous les déséquilibres d'énergie sous les conditions égales pour tous les participants du marché privé et public. C'est ainsi que tous les acteurs du marché électrique

---

<sup>693</sup> Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği (« DUY »).

peuvent concurrencer dans les mêmes conditions égales en leur offrant les nouvelles opportunités commerciales et les contrats bilatéraux sur l'achat et la vente de l'énergie électrique. Il crée également un prix de référence qui reflète l'équilibre entre la demande et l'offre dans le marché électrique.

Il existe différents types d'acteurs du marché en fonction des activités du marché électrique. Pendant la réalisation des activités du marché électrique, les acteurs du marché ont besoin de certains instruments comme le mécanisme d'équilibrage et les contrats bilatéraux.

Le centre de conciliation financière du marché (« PMUM »)<sup>694</sup> est une unité créée sous l'organisation de TEİAŞ. Il vise à concilier et équilibrer les comptabilités où les personnes morales sont débitrices ou créanciers du fait des excès et/ou déficit énergétique causé de l'équilibrage de la demande et l'offre de l'énergie électrique en temps réel. Pour la création d'un marché de vente en gros de l'électricité concurrentiel, PMUM établit les mécanismes fondamentaux pour la création des marchés organisés comme le marché à terme, le marché de l'équilibre de puissance, le marché de l'avance de jour.

## **B. La loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique**

La loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique est entrée en vigueur à la suite de sa publication dans le Journal officiel n° 26510 du 2 mai 2007.<sup>695</sup> L'objectif de la loi n° 5627 est d'assurer l'utilisation effective de l'énergie, d'empêcher les gaspillages de l'énergie, d'alléger le poids des coûts de l'énergie sur l'économie et de protéger l'environnement.

La loi n° 5627 prévoit les principes et les procédures à appliquer pour l'utilisation des ressources d'énergie renouvelable, le développement de la conscience de l'énergie dans l'intégralité de la société, le soutien et l'augmentation de l'efficacité de l'énergie dans les activités de transport public, dans les bâtiments, dans les opérations industrielles, dans les installations de la production d'électricité et dans les réseaux de distribution et de transport d'électricité et dans les phases de production, de transport, de distribution et de consommation d'énergie. En vertu de l'article 4 de la loi n° 5627, un Comité de la coordination de l'efficacité énergétique a été construit pour le suivi et la coordination des résultants de la mise en place des travaux de l'efficacité énergétique à travers le pays.

---

<sup>694</sup> Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi (« PMUM ») <https://www.pmum.gov.tr/pmumportal/> (consulté le 20 décembre 2014).

<sup>695</sup> La loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique disponible seulement en turc sur: <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/05/20070502-2.htm> (consulté le 19 décembre 2014).

## **§ 2. Les législations sur l'énergie renouvelable et nucléaire**

### **A. La loi n° 5346 sur l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables pour la production de l'énergie électrique**

La loi n° 5346 sur l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables pour la production de l'énergie électrique est entrée en vigueur à la suite de sa publication dans le Journal Officiel n° 25819 du 18 mai 2005.

L'objectif de la loi n° 5346 est de généraliser l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables dans la production d'énergie électrique et d'insérer ces ressources dans l'économie nationale d'une manière fiable, économique et de bonne qualité, de diversifier les ressources d'énergie, de réduire des émissions de gaz à effet de serre, de recycler les déchets, de protéger l'environnement et de développer le secteur de la fabrication dont on a besoin pour réaliser les objectifs de la loi.

L'article 6 de la loi n° 5346 prévoit la garantie de prix et de l'achat au profit des installations de production d'électricité ayant le certificat des ressources d'énergie renouvelables (« YEK »). L'article 6<sup>696</sup> de la loi n° 5346 prévoit les principes auxquels les personnes morales ayant des licences dans la production et la commerce d'électricité d'énergie électrique à partir des ressources d'énergie renouvelables.

En vertu des principes déterminés par la loi, les personnes morales ayant la licence de vente en détail d'électricité peuvent acheter l'énergie électrique des centrales électriques ayant le certificat YEK et ayant complété plus de dix ans dans la production d'énergie électrique à partir des ressources d'énergie renouvelables. Chacune des personnes morales ayant la licence de vente en détail d'électricité achète l'énergie électrique certifiée YEK au taux de la proportion de l'électricité vendu de l'année précédente à l'énergie vendue dans l'intégralité du pays. Cette application n'a été concernée que les centrales entrées en fonction avant le 31 décembre 2011.

En conséquence, les garanties d'achat et de prix assurées par la loi n° 5346 sont importantes pour encourager les investissements du secteur privé aux ressources d'énergie renouvelables. Malgré les concessions des licences prévues par la loi, le taux d'investissement est resté très bas.

---

<sup>696</sup> Modifié par l'article 17 de la loi n° 5627.

## **B. La loi n° 5710 sur la construction et l'opération des centrales nucléaires**

Publiée dans le Journal officiel n° 26707 du 21 novembre 2007, la loi n° 5710 sur la construction et l'opération des centrales nucléaires<sup>697</sup> a pour but de déterminer les procédures et les principes en ce qui concerne la construction et l'opération des centrales nucléaires à produire l'énergie électrique en conformité avec la politique énergétique nationale.

L'article 4/a de la loi n° 5710 prévoit qu'en vertu des contrats conclus entre l'entreprise de production d'énergie et TETAŞ, ce dernier achète l'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire. Chaque année à partir de la mise en place de la centrale nucléaire, l'électricité produite de l'énergie nucléaire est vendue dans le cadre des contrats bilatéraux conclus entre les personnes morales ayant licence de vente en gros et en détail d'électricité. Le montant d'énergie à acheter par les personnes morales ayant licence de vente en gros et en détail est déterminé pour chaque année selon le taux de la consommation d'énergie totale de la Turquie. La garantie d'achat par l'autorité publique d'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire donnée est contraire à la loi n° 4628 parce qu'elle produirait les incertitudes du prix d'électricité dans le marché électrique.

Les entreprises publiques assignées par le Ministère de l'Énergie peuvent créer leurs centrales nucléaires, investir à l'étranger ou participer aux investissements à l'étranger. Dans ce but, le Conseil des ministères peut décider la société soumise aux dispositions du droit privé pour vendre l'électricité produite dans les centrales nucléaires, construire et/ou opérer les centrales nucléaires dans le pays ou à l'étranger. La création de partenariat entre les secteurs privé et public dans le cadre des projets nucléaires prévus par la loi n° 5710 semble contraire aux principes de libéralisation du marché électrique posés par la loi n° 4628.

L'article premier temporaire a prévu que l'Institution d'énergie atomique de la Turquie (« TAEK »)<sup>698</sup> continuera sa mission prévue par la loi n° 2690 du 9 juillet 1982 jusqu'à ce qu'une nouvelle institution soit constituée pour le règlement et le contrôle des activités nucléaires. Alors que chaque activité pendant la construction des centrales nucléaires doit être contrôlée et réglée, TAEK fonctionne non seulement comme l'institution qui crée des règlements, mais aussi celle qui les applique et contrôle jusqu'à ce qu'un Conseil de

---

<sup>697</sup> La loi n° 5710 sur le droit nucléaire disponible seulement en turc sur : <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5710.html> (consulté le 19 décembre 2014).

<sup>698</sup> Türkiye Atom Enerjisi Kurumu, <http://www.taek.gov.tr/en/> (consulté le 21 décembre 2014).

contrôle et de régulation de l'énergie nucléaire soit constitué. Il est bien évident que la mission duale de TAEK est contraire à la loi n° 4628.

# TITRE III

## LE TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE

### SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

Entré en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2009 le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (« le Traité de Lisbonne ») comporte, pour la première fois depuis 1958<sup>699</sup>, un chapitre dédié à la politique énergétique de l'Union européenne. L'article 194 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne dispose que « *Dans le cadre de l'établissement ou du fonctionnement du marché intérieur et en tenant compte de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement, la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise, dans un esprit de solidarité entre les États membres: a) à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie; b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union; c) à promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables; et d) à promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques* ». Sans préjudice de l'application d'autres dispositions des traités, le Parlement européen et le Conseil, statuant conformément à la procédure législative ordinaire, établissent les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Ces mesures sont adoptées après consultation du Comité économique et social et du Comité des régions. Elles n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans préjudice de l'article 192, paragraphe 2, point c).

3. Par dérogation au paragraphe 2, le Conseil, statuant conformément à une procédure législative spéciale, à l'unanimité et après consultation du Parlement européen, établit les mesures qui y sont visées lorsqu'elles sont essentiellement de nature fiscale.

La politique énergétique de l'Union européenne vise à assurer le fonctionnement du marché de l'énergie, assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union européenne, promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables, promouvoir l'interconnexion des réseaux énergétiques.

---

<sup>699</sup> Le Traité de Rome instituant la Communauté économique européenne a été entré en vigueur en 1958.



L'ouverture à la concurrence du marché intérieur de l'électricité qui a été engagée dès 1996 avec l'adoption d'une première directive européenne concernant l'électricité. Le 19 septembre 2007 la Commission européenne a présenté son troisième « *paquet énergie* »<sup>700</sup>, comprenant plusieurs propositions de texte dans le but de donner un nouvel élan à la politique énergétique menée par l'Union européenne en matière de libéralisation des marchés électriques et gaziers. Ces propositions ont abouti à la naissance de nouveaux actes législatifs dans le domaine de l'énergie en 2009.

Le troisième paquet énergie comprend cinq textes, dont deux directives qui nécessitent des mesures de transposition dans le droit interne :

- (1) la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (abrogeant la directive 2003/54/CE) ;
- (2) la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (abrogeant la directive 2003/55/CE) ;
- (3) le règlement (CE) n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- (4) le règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003) ;
- (5) le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005).

À l'heure actuelle la dernière directive en vigueur est la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La directive 2009/72/CE ayant pour objectif de construire un « *marché intérieur de l'électricité* » à l'échelle de l'Union européenne consiste à passer de plusieurs marchés nationaux fonctionnant indépendamment les uns les autres à un seul marché européen intégré. Pour y parvenir, la directive organise l'ouverture à la concurrence du marché européen de l'électricité en prévoyant pour les consommateurs le libre choix du fournisseur, pour les producteurs la

---

<sup>700</sup> Le « *paquet énergie* » compose de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (suivant la proposition COM(2007) 528), de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (suivant la proposition COM(2007) 529), du règlement n°713/2009 du Parlement européen et du Conseil instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (suivant la proposition COM(2007)530), du règlement n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement n°1228/2003 (suivant la proposition COM(2007) 531), du règlement n°715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement n°1175/2005 (suivant la proposition COM(2007) 532).

liberté d'établissement concernant les réseaux de transport et de distribution d'énergie, le droit d'accès dans des conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires pour tous les utilisateurs de réseaux.

La Commission européenne a jugé nécessaire de redéfinir des règles et des mesures applicables au marché intérieur de l'électricité afin d'éviter tous les dysfonctionnements et garantir une concurrence équitable et une protection adéquate des consommateurs. Dans cet objectif la directive 2009/72/CE vise à instaurer des règles communes en matière de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité. Elle définit également les obligations de service universel et les droits des consommateurs et clarifie les obligations de concurrence.

Dans la première section nous analyserons les dispositions de la directive 2009/72/CE (Section 1) et celles des règlements n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie et n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Par la suite, dans les sections suivantes il conviendra d'aborder les législations française et turque en matière d'électricité adoptée en vue de transposer le troisième paquet énergie et d'étudier les principales différences dans les marchés nationaux d'électricité de ces deux pays à la suite de l'adoption des nouvelles lois électriques.

**CHAPITRE I**  
**LE TROISIÈME PACKET ÉNERGIE**  
**CONCERNANT LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE**

**SECTION 1.**

**LA DIRECTIVE 2009/72/CE**

**§ 1. L'organisation du secteur électrique**

Les règles d'organisation du secteur électrique ont pour objectif de développer un marché de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental. Les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur électrique des obligations du service public qui couvrent les questions de la sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service, de prix, de protection environnementale et d'efficacité énergétique. De même, les États membres veillent à ce que tous les clients disposent du droit de choisir leurs fournisseurs d'électricité et d'en changer facilement, avec l'aide de leur opérateur, dans un délai maximum de trois semaines. Les fournisseurs d'électricité sont tenus d'informer les clients finals sur la contribution de chaque source d'énergie, l'impact environnemental causé, les droits dont ils disposent en cas de litige. Les États membres mettent en place un mécanisme indépendant chargé de gérer efficacement toute plainte et/ou litige.

Les États membres ont également l'obligation d'assurer le suivi de la sécurité d'approvisionnement en énergie. Ils définissent des critères de sécurité technique afin de pouvoir assurer l'intégration de leurs marchés nationaux à un ou plusieurs niveaux régionaux. Par ailleurs, les autorités de régulation nationales coopèrent avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie en vue de garantir la compatibilité des cadres réglementaires entre régions.

**A. La création du marché intérieur de l'électricité**

Le développement d'un marché électrique compétitif implique non seulement le droit de choisir leurs propres fournisseurs pour les consommateurs, mais aussi ils ont un vrai choix de fournisseur. En créant le marché intérieur de l'électricité, les entreprises électriques se

situant dans d'autres pays doivent pouvoir importer et exporter l'électricité, de même, de produire l'électricité dans un autre État membre.

La directive 96/92/CE prévoyait le principe de compétition libre dans la production de l'électricité dans l'article 4 qui offrait aux États membres deux options pour ouvrir leur marché de production de l'électricité aux tiers : la procédure de l'autorisation ou l'appel d'offres. En pratique, afin de mettre en place la première directive, sauf certains États membres, la plupart ont déjà choisi la procédure de l'autorisation.

## **1. Les règles générales d'organisation du secteur électrique**

Les règles générales d'organisation du secteur électrique en Europe élaborées dans les articles 3 - 6 de la directive 2009/72/CE sont les obligations de service public et protection des consommateurs<sup>701</sup>, le suivi de la sécurité de l'approvisionnement<sup>702</sup>, les prescriptions techniques<sup>703</sup> et la promotion de la coopération régionale.<sup>704</sup>

### **a. Les obligations de service public et de protection des consommateurs**

En vue de réaliser un marché de l'électricité concurrentiel, durable et non-discriminatoire, la directive 2009/72/CE évoque les règles générales d'organisation du secteur électrique. Elle aborde les obligations de service public et protection des consommateurs dans son article 3 en donnant aux États membres la responsabilité de veiller à ce que les entreprises d'électricité dans le cadre du principe de subsidiarité, et sur la base de leur organisation institutionnelle. Dans ce but, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de l'électricité. Notamment, les dernières années les États membres prennent également des cautions pour garantir l'efficacité énergétique, produire l'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables, protéger l'environnement et le climat.

Pour la protection des droits des consommateurs les États membres imposent également aux entreprises de distribution l'obligation de raccorder les clients à leur réseau aux conditions et tarifs fixés conformément à la procédure définie à l'article 37 (6) de la directive 2009/72/CE. En même temps, les États membres veillent à ce que les clients aient le

---

<sup>701</sup> Article 3 de la directive 2009/72/CE.

<sup>702</sup> Article 4 de la directive 2009/72/CE.

<sup>703</sup> Article 5 de la directive 2009/72/CE.

<sup>704</sup> Article 6 de la directive 2009/72/CE.

droit d'acheter leur électricité auprès de leur choix, sous réserve de son accord, indépendamment de l'État membre dans lequel il est enregistré. En cas de changement du fournisseur par la volonté du client toutes les procédures administratives doivent être non-discriminatoires et transparentes. En outre ce changement doit être effectué par l'opérateur concerné dans un délai de trois semaines dans le respect des termes et conditions du contact en place. Les États membres veillent également à ce que les clients aient le droit de recevoir toutes les données pertinentes concernant leur consommation. En vue d'atteindre les objectifs en matière de cohésion économique et sociale, les États membres prennent des mesures économiques adéquates à tous les instruments nationaux et européennes existants, pour la maintenance et la construction des infrastructures des réseaux nécessaires, y compris leur capacité d'interconnexion.

Lors de la mise en œuvre de la directive 2009/72/CE, les États membres sont obligés d'informer la Commission européenne tous les deux ans de toutes les précautions qu'ils ont prises pour remplir les obligations de service universel et de service public et protéger des consommateurs et l'environnement.

## **b. Autres règles générales d'organisation du secteur électrique**

Les États membres assurent le suivi de la sécurité d'approvisionnement.<sup>705</sup> Sous certaines conditions, les États membres peuvent transmettre cette tâche à leurs autorités de régulation. Grâce au suivi de la sécurité d'approvisionnement, les acteurs des marchés électriques se comportent plus conformément aux règles d'équilibre entre l'offre et la demande sur marchés nationaux. En outre, ce suivi garantit le niveau de la demande prévu, les capacités supplémentaires envisagées en projet et en construction, la qualité et le niveau de maintenance des réseaux, les pics de demande et les déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs. Les autorités compétentes publient tous les deux ans un rapport de résultat du suivi de la sécurité d'approvisionnement avec les mesures prises et le communiquent immédiatement à la Commission européenne.

En ce qui concerne les prescriptions techniques, les États membres ou les autorités de régulation veillent aux critères de sécurité techniques et aux prescriptions techniques fixant

---

<sup>705</sup> L'article 4 de la directive 2009/72/CE dispose que « Les États membres assurent le suivi de la sécurité de l'approvisionnement. Lorsqu'ils le jugent opportun, ils peuvent déléguer cette tâche aux autorités de régulation visées à l'article 35. Ce suivi couvre notamment l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché national, le niveau de la demande prévue, les capacités supplémentaires envisagées en projet ou en construction, la qualité et le niveau de maintenance des réseaux, ainsi que les mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs. Les autorités compétentes publient tous les deux ans, au plus tard le 31 juillet, un rapport dans lequel elles présentent les résultats du suivi de ces questions, ainsi que toute mesure prise ou envisagée à ce sujet et communiquent immédiatement ce rapport à la Commission ».

les exigences techniques minimales de conception et de fonctionnement en matière de raccordement au réseau d'installation de production, de réseaux de distribution, d'équipements de clients directement connectés, de circuits d'interconnexion et de lignes directes. Les prescriptions techniques non-discriminatoires et objectives assurent le bon fonctionnement de l'interopérabilité des réseaux. Ces prescriptions sont notifiées à la Commission européenne et ACER peut également donner les consignes adéquates pour garantir la compatibilité des prescriptions des États membres.<sup>706</sup>

Au sujet de la promotion de la coopération régionale, à titre de première étape vers la création d'un marché intérieur, les États membres et les autorités de régulation nationales coopèrent pour assurer l'intégration des marchés nationaux à un ou plusieurs niveaux régionaux. Dans le but de créer un marché intérieur compétitif de l'électricité les États membres ou les autorités de régulations favorisent et facilitent la coopération des gestionnaires de réseau de transport à l'échelon régional et plus généralement au niveau transfrontalier et renforcent la cohérence de leur cadre juridique, réglementaire et technique, et facilitent l'intégration des réseaux isolés.<sup>707</sup> En vue de créer un marché intérieur de l'électricité entièrement libéralisé, ACER coopère avec les gestionnaires de réseau de transport et les autorités de régulation nationales pour garantir la compatibilité des cadres réglementaires entre les différentes zones. Dans le cadre de la mise en œuvre de la présente directive, pour répartir les capacités et contrôler la sécurité des réseaux d'interconnexion, les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de transport disposent d'un ou de plusieurs réseaux intégrés au niveau régional qui couvrent deux ou plusieurs États membres. En outre, si des gestionnaires de réseau de transport verticalement intégrés participent à une entreprise commune établie pour mettre en œuvre cette coopération, l'entreprise commune établit et met en œuvre un programme d'engagement pour déterminer les mesures assurant les pratiques non-discriminatoires et anti-concurrentielles.

## **2. L'ouverture du marché et la production de l'électricité**

### **a. L'ouverture du marché et la réciprocité**

Les États membres veillent à ce que les clients éligibles comprennent jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2004, les clients éligibles visés à l'article 19, paragraphes 1, 2 et 3, de la directive

---

<sup>706</sup> LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 44.

<sup>707</sup> L'article 6 (1) de la directive 2009/72/CE dispose que « Les zones géographiques définies conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement n° 714/2009 ».

96/92/CE. Les États membres publient, au plus tard le 31 janvier de chaque année, les critères de définition de ces clients éligibles. À partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les clients non résidentiels et à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients deviennent des clients éligibles.<sup>708</sup> En matière d'ouverture des marchés de l'électricité en vue d'échapper à toute discrimination et à tout déséquilibre, les contrats de fourniture d'électricité conclus avec un client éligible du réseau d'un autre État membre ne peuvent être interdits si le client est considéré comme éligible dans les deux réseaux concernés et lorsque le client n'est pas éligible dans l'un des deux réseaux, la Commission peut obliger la partie qui a refusé la fourniture réclamée à la demande de l'État membre sur le territoire duquel le client éligible est établi.

### **b. La production de l'électricité en France**

Quant au troisième directive électrique 2009/72/CE, elle fait un changement essentiel et ne dispose que de la procédure d'autorisation dans son article 7 § 1 comme étant la façon régulière pour de nouvelles capacités de la production. L'article 7 § 1 de la directive 2009/72/CE dispose ainsi que « *Pour la construction de nouvelles installations de production, les États membres adoptent une procédure d'autorisation qui doit répondre à des critères objectifs, transparents et non-discriminatoires* ». Selon cet article, les États membres doivent publier une liste des critères pour déterminer les règles minimums à remplir par ceux qui veulent créer et opérer une nouvelle capacité de production d'électricité. En plus, selon cet article, les États membres ne peuvent qu'utiliser la procédure d'autorisation qui permet une protection additionnelle contre la discrimination et une facilité d'entrer dans le marché pour les nouveaux entrants, mais pas pour les appels d'offres qui permettraient avant de prévoir les besoins de production et faire appels pour les futures capacités.

La directive 2009/72/CE définit la liste des critères à appliquer par les États membres afin de mettre en place la procédure d'autorisation pour les nouvelles capacités de production d'électricité. À la différence de la directive électricité 2003/54/CE, la directive 2009/72/CE prévoit deux critères supplémentaires figurant dans l'article 7 § 2 (j) et (k). Selon l'article 7 § 2 de la directive 2009/72/CE, les États membres fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction de capacités de production sur leur territoire. Afin de déterminer les critères appropriés, les États membres tiennent compte de la sécurité et de la sûreté des

---

<sup>708</sup> L'article 33 de la directive 2009/72/CE sur l'ouverture du marché et la réciprocité dispose que « 1. Les États membres veillent à ce que les clients éligibles comprennent: a) jusqu'au 1er juillet 2004, les clients éligibles visés à l'article 19, paragraphes 1, 2 et 3, de la directive 96/92/CE. Les États membres publient, au plus tard le 31 janvier de chaque année, les critères de définition de ces clients éligibles; b) à partir du 1er juillet 2004, tous les clients non résidentiels; c) à partir du 1er juillet 2007, tous les clients ».

réseaux électriques, des installations et des équipements associés; la protection de la santé et de la sécurité publiques; de la protection de l'environnement; de l'occupation des sols et du choix des sites; de l'utilisation du domaine public; de l'efficacité énergétique; de la nature des sources primaires; les caractéristiques particulières du demandeur, telles que les capacités techniques, économiques et financières; de la conformité avec les mesures adoptées en vertu de l'article 3; de la contribution de la capacité de production à la réalisation de l'objectif général de la Communauté consistant à atteindre une part d'au moins 20 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de la Communauté en 2020, visée à l'article 3, paragraphe 1, de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables; et de la contribution de la capacité de production à la réduction des émissions.

Une obligation spécifique a été prévue afin d'assurer les procédures d'autorisation pour les petites productions décentralisées ou distribuées.<sup>709</sup> Les États membres peuvent fixer des orientations pour cette procédure d'autorisation spécifique. Les autorités de régulation nationales ou d'autres autorités nationales compétentes, y compris les autorités de planification, examinent ces orientations et peuvent recommander des modifications.

Si les États membres ont établi des procédures d'autorisation particulières pour l'occupation des sols, applicables aux projets de grandes infrastructures nouvelles pour la capacité de production, les États membres incluent, le cas échéant, la construction des nouvelles capacités de production dans le cadre de ces procédures et les mettent en œuvre d'une manière non-discriminatoire et dans un délai approprié.

En outre, les États membres doivent rendre publics la procédure d'autorisation et le système de licenciement. Les procédures et critères d'autorisation sont rendus publics. Les demandeurs sont informés des raisons d'un refus d'autorisation. Ces raisons doivent être objectives et non-discriminatoires ; elles doivent en outre être justifiées et dûment motivées. Des voies de recours sont ouvertes au demandeur.

---

<sup>709</sup> L'article 7 § 3 « Les États membres veillent à ce que des procédures d'autorisation spécifiques existent pour les petits producteurs décentralisés et/ou la production distribuée, qui tiennent compte de leur taille et de leur impact potentiel limités ».



### 3. L'organisation de l'accès au réseau

#### a. L'accès régulé des tiers

En ce qui concerne l'accès des tiers aux réseaux il faut changer le fonctionnement des activités du transport et de la distribution d'électricité en Europe qui sont en général des activités gérées par les monopoles. En plus, la construction des réseaux en parallèle aux réseaux déjà existants n'est pas économiquement raisonnable. C'est la raison pour laquelle le propriétaire du réseau d'électricité doit permettre aux fournisseurs d'électricité d'avoir accès à son réseau pour fournir l'électricité aux consommateurs. En général, pour les compétiteurs, il est assez difficile de construire des lignes additionnelles de transport d'électricité non seulement à cause des raisons économiques, mais aussi géographiques. La directive 2009/72/CE garde le système de l'accès régulé en tant qu'exigence minimum pour les réseaux d'électricité.

L'accès régulé des tiers doit être appliqué aux réseaux de transport et de distribution, aux facilités de GNL, aux services de l'équilibre. Les États membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau. Les États membres veillent à ce que ces tarifs, ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à l'article 37, et à ce que ces tarifs et les méthodes de calcul, lorsque seules les méthodes de calcul sont approuvées, soient publiés avant leur entrée en vigueur<sup>710</sup>. En outre, l'accès régulé des tiers exige la publication des tarifs et leurs approbations par l'autorité de régulation. L'article 37 (6) (b) explique que les services de l'équilibre est une des responsabilités des autorités de régulation et l'article 15 (7) dispose d'une manière explicite les conditions pour les services de l'équilibre.

Il est également demandé par la directive 2009/72/CE la publication des tarifs pour l'accès aux systèmes de distribution et de transport d'électricité, des services de l'équilibre, des facilités de GNL et une fois que la publication a été faite, il n'y aura aucune exception personnelle de négociation, l'exemption et la réduction des tarifs. Pour que les tarifs deviennent applicables pour les contrats en place, tous les tarifs doivent être également publiés avant de la date de leur entrée en vigueur.

---

<sup>710</sup> L'article 32 (1) de la directive 2009/72/CE.

L'article 37 (6) prévoit des possibilités de la régulation des tarifs et leur approbation. Selon cette disposition les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir : « a) *les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux ;*

*b) les conditions de la prestation de services d'ajustement, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'ajustement sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs ; et*

*c) l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ».*

À propos de l'accès aux infrastructures transfrontalières, l'article 37 (6) (c)<sup>711</sup> ajoute une référence explicite, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Lors de la mise en place d'un gestionnaire de réseau ou de transport indépendant des structures de fourniture et de production, une entreprise verticalement intégrée peut garder la propriété des actifs du réseau en garantissant une séparation effective des intérêts, pour autant que le gestionnaire de réseau ou de transport indépendant assume toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau et qu'il existe une réglementation précise et des mécanismes de contrôle réglementaire complets.<sup>712</sup>

Les mécanismes des tarifs au niveau du transport et de la distribution satisfont les conditions prévues par l'article 14 du règlement n° 714/2009 qui détermine que sous certaines conditions, les autorités de régulation peuvent dévier des règles de reflet des coûts. Dans le

---

<sup>711</sup> L'article 37 (6) (c) « l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion ».

<sup>712</sup> Le considérant 16 de la directive 2009/72/CE.

cas de telle déviation, cette dernière peut prendre la force des signaux de localisation pour atteindre un équilibre entre la production et la consommation de la région concernée.<sup>713</sup>

Quant aux redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseaux, elles tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable. Les redevances ne sont pas fonction de la distance et s'appliquent d'une manière non-discriminatoire. Le niveau des tarifs appliqués aux producteurs et aux consommateurs intègre des signaux de localisation au niveau européen et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures.

Le troisième paquet - énergie exige ainsi que les autorités de régulation assurent que les tarifs sont basés sur le reflet de coût permettent d'une large marge d'appréciation pour les autorités de régulation. La directive 2009/72/CE préfère le principe du reflet du coût en étant le principe du calcul des tarifs. À cette fin, ACER est responsable de la détermination des coûts qui seront pris en considération afin de calculer les tarifs.

La méthodologie de tarifs devra être assez précise pour déterminer les tarifs étant reflet des coûts et non-discriminatoire et les tarifs publiés doivent être accordés avec la méthodologie. Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'ajustement, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances et à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.

## **b. Les lignes directes**

La première directive d'électricité ne contient pas de provisions concernant le transit d'électricité. C'est la directive 90/547/CE qui exige des États membres de prendre des mesures nécessaires pour faciliter le transit d'électricité. Dans le but de mieux gérer le transit

---

<sup>713</sup> L'article 14 du règlement n° 714/2009 dispose que « 1. Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. Ces redevances ne sont pas fonction de la distance. 2. Le cas échéant, le niveau des tarifs appliqués aux producteurs et aux consommateurs intègre des signaux de localisation au niveau européenne et prend en considération les pertes de réseau et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures. 3. Lors de la fixation des redevances d'accès aux réseaux, les éléments ci-après sont pris en considération: a) les paiements et les recettes résultant du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau; b) les paiements effectivement réalisés et reçus, ainsi que les paiements attendus pour les périodes futures, estimés sur la base des périodes passées. 4. La fixation des redevances d'accès aux réseaux au titre du présent article ne fait pas obstacle au paiement de redevances à l'exportation déclarée ou à l'importation déclarée résultant de la gestion de la congestion visée à l'article 16. 5. Il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les transits déclarés d'électricité ».

d'électricité et aussi du gaz, la Commission européenne a établi un Comité des experts sur le transit d'électricité et du gaz entre les réseaux. La directive 2003/54/CE révoquait la directive transit à propos des tarifs du transport d'électricité<sup>714</sup> qui prévoyait l'obligation d'obtenir l'approbation du régulateur directement ou sur la base d'une méthodologie de tarifs avant que ce dernier entre en vigueur et soit publié.

Pour le transit d'électricité, les contrats d'achat de long terme entre les entreprises d'électricité de différents États membres étaient conclus dans les années 1990. En général, ces contrats étaient associés avec les obstacles de capacité dans les interconnexions spécifiques.

Quant à la validité de la priorité de l'allocation des capacités de transport, la Commission a expliqué que l'attribution préférée des capacités de transport ou de distribution doit être considérée discriminatoire selon les principes de la directive 2003/54/CE et du règlement n° 1228/2003. Dans ce contexte, il est possible de conclure des contrats de fourniture à long terme, mais ils ne devraient donner aucun droit de l'attribution prioritaire de la capacité. Concernant la question de l'applicabilité de la directive électricité aux États voisins de l'Union européenne, notamment concernant les contrats prévoyant de la réservation de capacité à long terme dans les interconnexions, les négociations continuent aujourd'hui encore entre la Commission européenne et les États tiers.

La Cour de Justice a clairement souligné que la directive 2009/72/CE distingue l'accès et la connexion. L'accès est lié à la fourniture de l'électricité. La qualité, la régularité et le coût du service sont souvent utilisés dans le contexte de garantir les tarifs non-discriminatoires et les droits à utiliser les systèmes d'électricité. Au contraire, la connexion est utilisée dans un contexte plutôt technique et la connexion physique au système. L'opération effective et la fixation des tarifs des réseaux est exécutée par les autorités nationales de régulation et ne peut pas l'être par la compétition des réseaux.

Quant aux lignes directes<sup>715</sup> d'électricité, les États membres prennent les mesures nécessaires pour permettre à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité établies sur leur territoire d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles et à tous les clients éligibles établis sur leur territoire d'être approvisionnés en électricité par une ligne directe. Les États membres fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de la construction des lignes directes sur leur

---

<sup>714</sup> L'article 29 de la directive 2003/54/CE.

<sup>715</sup> L'article 34 de la directive 2009/72/CE.

territoire. Ces critères sont objectifs et non-discriminatoires et la possibilité de fourniture d'électricité par ligne directe n'affecte pas la possibilité de conclure des contrats de fourniture d'électricité conformément aux règles d'accès des tiers.

Les États membres doivent fixer les critères de l'octroi des autorisations de construction de lignes directes. Les États membres peuvent également subordonner l'autorisation de construire une ligne directe soit à un refus d'accès aux réseaux sur la base de l'accès des tiers, soit à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges et peuvent refuser l'autorisation d'une ligne.

Les lignes directes sont considérées en tant que partie des systèmes de transport et de distribution d'électricité. C'est la raison pour laquelle les règles d'accès des tiers s'appliquent également aux lignes directes à moins qu'elles n'obtiennent des exemptions de l'accès des tiers pour la nouvelle infrastructure.

## **B. L'organisation et l'exploitation du réseau de transport et de distribution**

### **1. Les tâches et responsabilités des opérateurs du transport et de la distribution de l'électricité**

#### **a. Les tâches et les responsabilités générales**

Les tâches générales des gestionnaires de réseau de transport sont énumérées dans l'article 12 de la directive 2009/72/CE. Selon cette disposition, chaque gestionnaire de réseau de transport est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de transport d'électricité, d'exploiter, d'entretenir et de développer, dans des conditions économiquement acceptables, des réseaux de transport sûrs, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. En outre, chaque gestionnaire de réseau de transport doit assurer les moyens appropriés pour répondre aux obligations de service, contribuer à la sécurité d'approvisionnement grâce à une capacité de transport et une fiabilité du réseau adéquates et gérer les flux d'électricité sur le réseau en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés.

À cet effet, chaque gestionnaire de réseau de transport est tenu de garantir un réseau électrique sûr, fiable et efficace. Dans ce contexte, il veille à la disponibilité de tous les services auxiliaires nécessaires, y compris ceux fournis en réponse à la demande dans la mesure où cette disponibilité est indépendante de tout autre réseau de transport avec lequel son réseau est interconnecté et de fournir au gestionnaire de tout autre réseau interconnecté

avec son réseau des informations suffisantes pour assurer l'exploitation sûre et efficace, le développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté et aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau.

Chaque gestionnaire de réseau de transport garantit la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées et perçoit les recettes provenant de la gestion des congestions et les paiements effectués au titre du mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseau de transport.<sup>716</sup> Il octroie et de gère l'accès des tiers et de préciser les motifs de refus d'un tel accès, sous le contrôle des autorités de régulation nationales ; en effectuant leurs tâches les gestionnaires de réseau de transport s'emploient en premier lieu à faciliter l'intégration du marché de l'électricité.

Quant aux tâches des gestionnaires de réseau de distribution énumérées dans l'article 25 de la directive 2009/72/CE, le gestionnaire de réseau de distribution est tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau de distribution d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique.

En tout état de cause, le gestionnaire de réseau de distribution doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou des catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées. Le gestionnaire de réseau de distribution fournit aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau, y compris pour l'utilisation de celui-ci.

Un État membre peut imposer au gestionnaire de réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.

Selon des procédures transparentes, non-discriminatoires et basées sur les règles du marché, chaque gestionnaire de réseau de distribution se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau. En vertu de

---

<sup>716</sup> Conformément à l'article 13 du règlement n° 714/2009.

contrats conclus avant le 1<sup>ère</sup> janvier 2002 cette exigence est sans préjudice de l'utilisation de l'électricité acquise.

Lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution est chargé d'assurer l'équilibre du réseau de distribution, les règles qu'il adopte à cet effet, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique, sont objectives, transparentes et non-discriminatoires. Les conditions, y compris les règles et les prix, applicables à la prestation de ces services par les gestionnaires de réseau de distribution sont établies d'une manière non-discriminatoire et en tenant compte des coûts<sup>717</sup> et sont publiées.

Lors de la planification du développement du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution envisage des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande ou une production distribuée qui permettent d'éviter la modernisation ou le remplacement de capacités.

Ces deux dispositions déterminent ainsi les tâches générales des gestionnaires des opérateurs de distribution et de transport. Notamment, la directive 2009/72/CE ajoute certaines tâches générales supplémentaires telles que la collection des rentes des congestions dans les interconnexions, l'octroi et la gestion des droits d'accès des tiers. En outre, d'autres articles de la directive 2009/72/CE précisent certaines tâches et responsabilités spécifiques des gestionnaires des opérateurs de transport et de distribution d'électricité.

#### **b. Les tâches et les responsabilités spécifiques**

Quant aux tâches et responsabilités spécifiques des opérateurs du système de transport et de distribution d'électricité, elles sont généralement de compenser des pertes d'énergie en maintenant une capacité de réserve dans leur réseau, d'assurer l'équilibre du réseau électrique, le dispatching, et d'assurer la confidentialité.

La directive 2009/72/CE répond par ces différentes dispositions aux questions sur comment les gestionnaires de réseau de transport et de distribution d'électricité gèrent les pertes d'énergie. Tout d'abord, l'article 15 (6) dispose que « *Les gestionnaires de réseau de transport se procurent l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans leur réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à chaque fois qu'ils assurent cette*

---

<sup>717</sup> Conformément à l'article 37, paragraphe 6 de la directive 2009/72/CE.

*fonction* ». Ensuite, l'article 25 (5) dispose « *Chaque gestionnaire de réseau de distribution se procure l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction. Cette exigence est sans préjudice de l'utilisation de l'électricité acquise en vertu de contrats conclus avant le 1<sup>er</sup> janvier 2002* ».

En pratique, les opérateurs de système de transport sont libres de faire des appels d'offres séparément pour l'électricité autant que de besoin afin de compenser les pertes d'énergie. En vue de pouvoir harmoniser les opérateurs de système de distribution à compter sur leurs contrats d'achat à long terme et à leur donner plus de temps pour se préparer aux appels d'offres d'électricité pour l'équilibre et les pertes d'énergie.

Il importe de savoir également comment équilibrer les systèmes de transport et de distribution et que les conditions pour les services d'équilibre doivent refléter les causes. Les déséquilibres causés par les producteurs d'électricité peuvent établir un risque important pour la rentabilité des investissements. À ce propos, l'article 15 (7) prévoit que « *Les règles adoptées par les gestionnaires de réseau de transport pour assurer l'équilibre du réseau électrique sont objectives, transparentes et non discriminatoires, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre. Les conditions, y compris les règles et les prix, applicables à la prestation de ces services par les gestionnaires de réseau de transport sont établies d'une manière non discriminatoire et en tenant compte des coûts, selon une méthode compatible avec l'article 37, paragraphe 6, et sont publiées* ».

Par la suite, l'article 25 (6) ajoute que « *Lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution est chargé d'assurer l'équilibre du réseau de distribution, les règles qu'il adopte à cet effet, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique, sont objectives, transparentes et non discriminatoires. Les conditions, y compris les règles et les prix, applicables à la prestation de ces services par les gestionnaires de réseau de distribution sont établies d'une manière non discriminatoire et en tenant compte des coûts, conformément à l'article 37, paragraphe 6, et sont publiées* ».



Quant au dispatching<sup>718</sup> l'article 15 (1) - (4) souligne l'importance de la tâche « *dispatching* » de l'électricité des opérateurs de système de transport pour la sécurité et l'efficacité maximum du fonctionnement du système. En outre, le dispatching des unités de production doit être exécuté d'une manière non discriminatoire entre les producteurs d'électricité. Le processus du dispatching est généralement maintenu par les États membres dont la structure du marché de l'électricité est le style « *pool* » centralisé. Néanmoins, le style « *pool* » décentralisé devient plus commun par lequel les plantes de production sont seulement dispatchées pour leurs propriétaires.

À ce point, les tâches essentielles des opérateurs du système de transport sont de déterminer les opérations nécessaires pour équilibrer les réseaux sur la base de la consommation et l'injection. En contrepartie, les opérateurs du système de transport expédient le montant demandé par les résidentiels pour l'équilibre et ses charges aux utilisateurs des réseaux assistant au déséquilibre global.

La tâche de l'expédition et l'utilisation des interconnexions doivent être réalisées sans préjudice de la fourniture d'électricité sur la base d'obligations contractuelles et que l'appel des installations de production et l'utilisation des interconnexions sont faits sur la base de critères qui sont approuvés par les autorités de régulation nationales. À cette fin, la directive 2209/72/CE prévoit par son article 15 § 1 et § 2 que « *Sans préjudice de la fourniture d'électricité sur la base d'obligations contractuelles, y compris celles qui découlent du cahier des charges de l'appel d'offres, le gestionnaire de réseau de transport, lorsqu'il assure cette fonction, est responsable de l'appel des installations de production situées dans sa zone et de la détermination de l'utilisation des interconnexions avec les autres réseaux. L'appel des installations de production et l'utilisation des interconnexions sont faits sur la base de critères qui sont approuvés par les autorités de régulation nationales si elles sont compétentes en la matière, et qui doivent être objectifs, publiés et appliqués de manière non discriminatoire, afin d'assurer un bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Ces critères tiennent compte de l'ordre de préséance économique de l'électricité provenant des installations de production disponibles ou de transferts par interconnexion, ainsi que des contraintes techniques pesant sur le réseau* ».

De plus, l'utilisation des sources d'énergies renouvelables pour la production d'électricité a été imposée aux États membres à plusieurs reprises et notamment par la

---

<sup>718</sup> Expéditeur.

directive 2009/28/CE. Dans un marché entièrement libéralisé, l'opérateur du système de transport peut expédier la production de l'électricité sur la base des contrats d'achat qui peuvent être conclus exclusivement par les producteurs compétitifs.

Un État membre impose aux gestionnaires de réseau de se conformer à l'article 16 de la directive 2009/28/CE, lorsqu'ils appellent les installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables. Il peut également exiger des gestionnaires de réseau, lorsqu'ils appellent les installations de production, qu'ils donnent la priorité à celles qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.<sup>719</sup>

Dans un marché libéralisé de l'électricité, l'État membre a un pouvoir assez limité pour prendre la décision comment expédier les unités de production d'électricité. À cet égard, l'article 15 § 4 prévoit qu'« *Un État membre peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production utilisant des sources combustibles indigènes d'énergie primaire soient appelées en priorité, dans une limite de 15 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée dans l'État membre concerné au cours d'une année civile* ».

Quant à la confidentialité, les opérateurs du système de transport et de la distribution doivent respecter la confidentialité des informations commercialement sensibles. L'article 16 de la directive 2009/72/CE élabore la confidentialité imposée aux gestionnaires de réseau de transport et aux propriétaires de réseau de transport. Selon cette disposition, la divulgation des informations par chaque gestionnaire de réseau de transport et chaque propriétaire de réseau de transport doit se faire selon les principes de la confidentialité des informations commercialement sensibles dont ils ont connaissance au cours de l'exécution de leurs activités, et empêchent que des informations sur leurs propres activités, qui peuvent être commercialement avantageuses, soient divulguées de manière discriminatoire. Ils s'abstiennent notamment de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise, sauf si cela est nécessaire à la réalisation d'une transaction commerciale.

Afin d'assurer le respect total des règles relatives à la dissociation des flux d'information, les États membres s'assurent que le propriétaire du réseau de transport et les autres parties de l'entreprise ne recourent pas à des services communs tels que des services

---

<sup>719</sup> L'article 15 § 3 de la directive 2009/72/CE.

juridiques communs, hormis pour les fonctions purement administratives ou informatiques. Dans le cadre des ventes ou des achats d'électricité effectués par une entreprise liée, les gestionnaires de réseau de transport, n'exploitent pas de façon abusive les informations commercialement sensibles qu'ils ont obtenues de tiers en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau. Les informations nécessaires à une concurrence effective et au bon fonctionnement du marché sont rendues publiques. Cette obligation ne porte pas atteinte à la protection de la confidentialité des informations commercialement sensibles.

En ce qui concerne le principe de confidentialité des informations sensibles par les opérateurs du système d'opérateur, l'article 27 de la directive 2009/72/CE intitulé « *obligations de confidentialité des gestionnaires de réseau de distribution* » n'a pas ajouté de nouvelle rédaction. Il importe de noter que les exigences de confidentialité ont été étendues aux propriétaires des systèmes de transport comme dans certaines situations les opérateurs et les propriétaires des réseaux peuvent être des personnes distinctes. Sans préjudice de l'article 30 ou de toute autre obligation légale de divulguer des informations, le gestionnaire de réseau de distribution doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités, et empêcher que des informations sur ses propres activités, qui peuvent être commercialement avantageuses, soient divulguées de manière discriminatoire.

## **2. L'exploitation du réseau de transport d'électricité**

Quant à l'exploitation du réseau de transport d'électricité, la directive 2009/72/CE prévoit qu'à partir du 3 mars 2012, les États membres doivent dissocier les réseaux de transport d'électricité et les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité. Une entreprise doit d'abord être certifiée avant d'être officiellement désignée comme gestionnaire de réseaux de transport. Une liste de gestionnaires de réseaux de transport désignés par les États membres est ensuite publiée au Journal officiel de l'Union européenne.

Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité sont principalement chargés de garantir la capacité à long terme du réseau à répondre aux demandes d'électricité, d'assurer les moyens appropriés pour répondre aux obligations de service. Ils contribuent également à la sécurité d'approvisionnement; gèrent les flux d'électricité sur le réseau, fournissent au gestionnaire de tout autre réseau des informations en matière d'exploitation, de développement et d'interopérabilité du réseau connecté, de garantir la non-discrimination entre utilisateurs, fournir aux utilisateurs du réseau les informations nécessaires pour accéder

au réseau, percevoir les recettes provenant de la gestion des congestions et les paiements provenant du mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseau d'électricité.

De plus, il est impossible d'établir la compétition dans le marché électrique sans avoir accès non-discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution d'électricité. Les entreprises verticalement intégrées étant les propriétaires des réseaux électriques en Europe sont responsables pour la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. À la fois ces entreprises ont en général des concessions vis-à-vis de leurs concurrents concernant l'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité. Toutes ces concessions causent la discrimination à l'accès équitable aux réseaux et dans la plupart des cas, il est quasi impossible de prouver ce type de discrimination.

#### **a. La dissociation des gestionnaires de réseau de transport d'électricité**

Ces directives électriques 96/92/CE et 2003/54/CE traitent des problèmes de discrimination et elles exigent les niveaux de dissociation. Notamment la première directive 96/92/CE exigeait dans son article 7 § 6 la dissociation des gestions. Mais en pratique, ni au niveau du transport et ni au niveau de la distribution, l'application des directives ne donnait pas de résultats effectifs pour assurer la transparence et l'accès non-discriminatoire pour tous les acteurs du marché électrique. Les recherches des marchés électriques effectuées par la Commission de l'Énergie montraient que les marchés énergétiques qui gardaient une structure verticalement intégrée, la compétition dans le marché électrique restait assez faible, les tarifs de l'électricité étaient indûment élevés et l'accès aux réseaux causait la discrimination entre les acteurs du marché électrique. Dans la deuxième directive électrique 2003/54/CE<sup>720</sup>, la Commission européenne a développé la notion de dissociation en élargissant son application à la dissociation légale, fonctionnelle et comptable des TSOs et DSOs.

La directive électrique 2009/72/CE a apporté une dissociation de propriétés pour mieux assurer l'accès des tiers aux réseaux électriques. C'est ainsi que les subventions croisées ont progressivement disparu et les tarifs de l'électricité sont devenus plus raisonnables pour assurer la compétition dans le marché électrique. La Commission européenne avait identifié que la dissociation légale ne supprime pas les intérêts de conflit qui proviennent de l'intégration verticale avec le risque que les réseaux soient considérés en tant que actifs stratégiques servant les intérêts commerciaux de l'entité intégrée, mais pas l'intérêt général des consommateurs des réseaux.

---

<sup>720</sup> La communication de la Commission européenne du 10 janvier 2007.

En ce qui concerne la discrimination et l'accès à l'information, la Commission a souligné la maintenance des conditions discriminatoires de l'accès aux réseaux de connexion des nouvelles centrales pour les nouveaux arrivants, l'accès inégal aux capacités du réseau et rendre utilisable des capacités inutilisées. Les opérateurs des réseaux intégralement verticaux n'ont pas de concessions à développer le réseau dans l'intérêt général du marché électrique et à faciliter les nouvelles entrées à la production qui ont des conséquences négatives sur la création du marché intérieure de l'électricité. En outre, les entreprises verticalement intégrées qui sont les fournisseurs historiques dominants nationaux refusent d'augmenter la capacité d'interconnexion avec d'autres États membres. Ce phénomène suscite des risques sur la sécurité des approvisionnements dans l'Union européenne.

Il existe trois options de modèle de dissociation des gestions de transport d'électricité prévues par la directive 2009/72/CE. La première option est la dissociation de propriété qui vise la séparation des propriétés des opérateurs du système de transport et des fournitures des entreprises. Cette option est la plus avantageuse qui évite les procédures complexes et des charges administratives disproportionnées et les entreprises de réseaux ne sont pas influencées par les intérêts de génération et de fournisseurs. La directive 2009/72/CE élabore dans son article 9 d'une manière assez claire les règles de la dissociation de propriété à appliquer aux entreprises publiques.

La deuxième option est l'opérateur du système indépendant qui permet aux entreprises verticalement intégrées de maintenir la propriété de leurs réseaux, mais exige que les réseaux de transport soient gérés par un opérateur de transport d'opérateur qui exécute toutes les fonctions des opérateurs d'un réseau. La troisième option permet les TSOs de rester en tant que partie des entreprises intégrées, mais dispose les règles détaillées sur l'autonomie, l'indépendance et l'investissement.

La directive 2009/72/CE propose les trois options pour la dissociation des TSOs la dissociation de propriété (« *ownership unbundling* »), l'opérateur du système indépendant (« *the independent system operator* ») et l'opérateur du transport indépendant (« *the independent transport operator* »). Ces trois options de dissociation permettent différents degrés de dissociation structurelle de l'opération des réseaux. À ce propos, le considérant 12 de la directive 2009/72/CE prévoit que « *Tout système de dissociation devrait être capable de supprimer tout conflit d'intérêt entre les producteurs, les fournisseurs et les gestionnaires de réseau de transport, afin de créer des incitations à la réalisation des investissements*

*nécessaires et de garantir l'accès des nouveaux venus sur le marché dans le cadre d'un régime réglementaire transparent et efficace, et ne devrait pas créer un régime réglementaire trop onéreux pour les autorités de régulation nationales* ». Afin de mieux comprendre l'approche de la Commission européenne sur l'application de la directive 2009/72/CE, il importe d'analyser la note interprétative sur les directives européennes en ce qui concerne la dissociation des régimes publiée le 22 janvier 2010 par la Commission.

#### **i. La dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport**

En considérant que les règles de compétition assurent mieux la dissociation définitive, la Commission a adopté deux décisions acceptant l'engagement des entreprises verticalement intégrées de vendre leurs réseaux pour éviter des investigations de compétition sous l'article 102 de la TFUE qui interdit l'abus de la position dominante dans le marché concerné de l'électricité.

Dans une structure dissociée de propriété, le fournisseur et l'opérateur du système de transport étant propriétaire des réseaux font partie de groupes différents. L'entreprise verticalement intégrée<sup>721</sup> ne maintient plus le contrôle sur les réseaux et les actions dans le TSO. Afin d'augmenter le taux des investissements, l'opérateur des réseaux doit être le propriétaire des ses réseaux.

En ce qui concerne la dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport, la directive 2009/72/CE prévoit les obligations de surveillance pour les États à compter du 3 mars 2012. À partir de cette date-là toutes les entreprises possédant un réseau de transport agissent en qualité de gestionnaire de réseau de transport d'électricité. La même entité n'est pas autorisée ni à exercer de contrôle direct ou indirect sur une entreprise assurant une des fonctions de production ou fourniture et à exercer de contrôle direct ou indirect. Elle ne peut non plus exercer un contrôle direct ou indirect sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport et à exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant une des fonctions de production ou fourniture.

En outre, les mêmes personnes ne sont pas autorisées à désigner les membres du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise d'un gestionnaire de réseau de transport ou d'un réseau de transport, et à exercer

---

<sup>721</sup> L'article 2 (21) de la directive 2009/72/CE donne la définition de l'entreprise verticalement intégrée comme suivant : « *une entreprise d'électricité ou un groupe d'entreprises d'électricité qui confie directement ou indirectement à la même personne ou aux mêmes personnes l'exercice du contrôle, et qui assure au moins une des fonctions suivantes: transport ou distribution, et au moins une des fonctions suivantes: production ou fourniture d'électricité* ».

un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture<sup>722</sup>; et la même personne n'est pas autorisée à être membre du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise à la fois d'une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture, et d'un gestionnaire de réseau de transport ou d'un réseau de transport.

Les pouvoirs visés comprennent ainsi en particulier le pouvoir d'exercer des droits de vote, le pouvoir de désigner les membres du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise ; ou la détention d'une part majoritaire.

Les États membres pouvaient prévoir des dérogations jusqu'au 3 mars 2013, pour autant que les gestionnaires de réseau de transport n'appartiennent pas à une entreprise verticalement intégrée. L'obligation définie est réputée satisfaite dans une situation où deux entreprises ou plus qui possèdent des réseaux de transport ont créé une entreprise commune qui joue le rôle de gestionnaire de réseau de transport dans deux États membres ou plus pour les réseaux de transport concernés. Aucune autre entreprise ne peut participer à l'entreprise commune, sauf si elle a été agréée en vertu de l'article 13 en tant que gestionnaire de réseau indépendant ou gestionnaire de transport indépendant.

En outre, la personne visée aux fins de la mise en œuvre de cette disposition est l'État membre ou un autre organisme public, deux organismes publics distincts exerçant un contrôle sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport, d'une part, et une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture, d'autre part, ne sont pas réputés constituer la ou les mêmes personnes.

Les États membres veillent à ce que ni les informations commercialement sensibles et détenues par un gestionnaire de réseau de transport ayant appartenu à une entreprise verticalement intégrée, ni le personnel dudit gestionnaire de réseau de transport, ne soient transférés à des entreprises assurant une des fonctions suivantes : production ou fourniture. Lorsque, le 3 septembre 2009, le réseau de transport appartient à une entreprise verticalement intégrée, un État membre peut décider de ne pas appliquer la disposition. En pareil cas, l'État membre concerné désigne un gestionnaire de réseau indépendant.

---

<sup>722</sup> La notion d'entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture correspond à la même notion au sens de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et les termes "gestionnaire de réseau de transport" et "réseau de transport" correspondent aux mêmes termes au sens de ladite directive.

Lorsque, le 3 septembre 2009 le réseau de transport appartient à une entreprise verticalement intégrée et qu'il existe des arrangements garantissant une indépendance plus effective du gestionnaire de réseau de transport qu'un État membre peut décider de ne pas appliquer la disposition sur la dissociation des réseaux de transport d'électricité.

Une entreprise verticalement intégrée qui possède un réseau de transport n'est en aucune circonstance empêchée de prendre des mesures pour se conformer à la disposition sur la dissociation des réseaux. De plus, les entreprises assurant une des fonctions suivantes : production ou fourniture ne peuvent en aucun cas être en mesure d'exercer un contrôle direct ou indirect sur des gestionnaires de réseau de transport dissocié dans les États membres qui appliquent la dissociation des réseaux ni exercer un quelconque pouvoir sur ces gestionnaires.

## **ii. Le gestionnaire de réseau indépendant (« ISO »)**

Le fournisseur et la propriété des réseaux peuvent rester dans le même group, mais l'opérateur des réseaux se trouve dans un groupe différent. En pratique, le modèle ISO réfère également au pouvoir de la prise de décision sur les investissements et les développements des réseaux et, de même, assure que l'opérateur reste et agisse indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée. Sous ce modèle ISO, les autorités nationales de régulation ont le pouvoir d'approuver le planning d'investissement. L'article 13 et 14 de la directive 2009/72/CE élabore ISO et l'article 37 § 3 porte sur les règles spécifiques sur la régulation.

Le gestionnaire de réseau indépendant traité dans l'article 13 de ladite directive explique que lorsque le réseau de transport appartient à une entreprise verticalement intégrée le 3 septembre 2009, les États membres peuvent décider de ne pas appliquer l'article 9, paragraphe 1, et désigner un gestionnaire de réseau indépendant, sur proposition du propriétaire du réseau de transport. Cette désignation est soumise à l'approbation de la Commission.

L'État membre ne peut approuver et désigner un gestionnaire de réseau indépendant que si le candidat gestionnaire a démontré qu'il respectait les exigences de l'article 9, paragraphe 1, si le candidat gestionnaire a démontré qu'il avait à sa disposition les ressources financières, techniques, matérielles et humaines nécessaires pour accomplir ses tâches conformément à l'article 12; si le candidat gestionnaire s'est engagé à se conformer à un plan décennal de développement du réseau contrôlé par l'autorité de régulation; le propriétaire du réseau de transport a démontré son aptitude à respecter les obligations qui lui incombent en vertu du paragraphe 5. À cet effet, il présente tous les projets d'arrangements contractuels



avec l'entreprise candidate et toute autre entité concernée ; et le candidat gestionnaire a démontré son aptitude à respecter les obligations qui lui incombent en vertu du règlement no° 714/2009, notamment en matière de coopération entre gestionnaires de réseau de transport aux échelons européen et régional.

Les entreprises dont l'autorité de régulation a certifié qu'elles s'étaient conformées aux exigences de l'article 11 et du paragraphe 2 du présent article, sont agréées et désignées comme gestionnaires de réseau indépendants par les États membres. La procédure de certification prévue soit à l'article 10 de la présente directive et à l'article 3 du règlement no° 714/2009, soit à l'article 11 de la présente directive s'applique.

Chaque gestionnaire de réseau indépendant est chargé d'accorder l'accès aux tiers et de gérer cet accès, y compris la perception des redevances d'accès, des redevances résultant de la gestion des congestions aux interconnexions et des paiements effectués au titre du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport conformément à l'article 13 du règlement no° 714/2009, ainsi que d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport et d'assurer la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable grâce à la planification des investissements. Dans le cadre du développement du réseau de transport, le gestionnaire de réseau indépendant est responsable de la planification (y compris la procédure d'autorisation), de la construction et de la mise en service des nouvelles infrastructures. À cet effet, le gestionnaire de réseau indépendant joue le rôle d'un gestionnaire de réseau de transport conformément au présent chapitre. Le propriétaire de réseau de transport n'est pas responsable de l'octroi ni de la gestion de l'accès des tiers, ni de la planification des investissements.

Lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné, le propriétaire de réseau de transport coopère dans la mesure du possible avec le gestionnaire de réseau indépendant et le soutient dans l'accomplissement de ses tâches, notamment en lui fournissant toutes les informations utiles; finance les investissements décidés par le gestionnaire de réseau indépendant et approuvés par l'autorité de régulation, ou donne son accord à leur financement par toute partie intéressée, y compris le gestionnaire de réseau indépendant. Les montages financiers correspondants sont soumis à l'approbation de l'autorité de régulation. Celle-ci consulte le propriétaire du réseau de transport, ainsi que les autres parties intéressées, avant de donner cette approbation; assure la couverture de la responsabilité relative aux actifs du réseau, à l'exclusion de la responsabilité liée aux tâches du gestionnaire de réseau

indépendant; et fournit des garanties pour faciliter le financement de toute extension du réseau, à l'exception des investissements pour lesquels, en application du point b), il a donné son accord en vue de leur financement par toute partie intéressée, notamment le gestionnaire de réseau indépendant.

En étroite coopération avec l'autorité de régulation, l'autorité nationale compétente en matière de concurrence est investie de tous les pouvoirs nécessaires pour surveiller efficacement le respect, par le propriétaire de réseau de transport, des obligations qui lui incombent.

Quant à la dissociation des propriétaires de réseau de transport prévue par l'article 14 de la directive 2009/72/CE, dans le cas où un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné, un propriétaire de réseau de transport qui fait partie d'une entreprise verticalement intégrée est indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées au transport. Les critères minimaux à appliquer pour garantir l'indépendance du propriétaire de réseau de transport sont les personnes responsables de la gestion du propriétaire de réseau de transport ne font pas partie des structures de l'entreprise intégrée d'électricité qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité; des mesures appropriées sont prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du propriétaire de réseau de transport soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance; et le propriétaire de réseau de transport établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme d'engagements énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que ces objectifs soient atteints. La personne ou l'organisme responsable du suivi du programme d'engagements présente tous les ans à l'autorité de régulation un rapport décrivant les mesures prises. Ce rapport annuel est ensuite publié.

La Commission peut adopter des orientations pour garantir que le propriétaire de réseau de transport respecte pleinement et effectivement les dispositions de l'article 14 paragraphe 2.

### **iii. Le gestionnaire de réseau de transport indépendant « ITO »**

Cette option permet de garder la structure verticalement intégrée en appliquant certaines règles puissantes pour préserver l'autonomie et l'indépendance de gestion de

l'entreprise de transport. Dans l'article 47 § 3-5 il est prévu qu'avant le 3 mars 2014 la Commission européenne doit proposer un rapport juridique pour assurer l'indépendance effective des opérateurs du système de transport. Jusqu'au 3 mars 2012 tous les États membres ont dû dissocier leurs gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Les règles sur les gestionnaires de réseau de transport indépendant sont stipulées dans les articles 17 à 23 de la directive 2009/72/CE. L'article 37 § 5 de la directive 2009/72/CE énumère les missions et compétences de l'autorité de régulation vis-à-vis des comportements des gestionnaires de réseau de transport et de l'entreprise verticalement intégrée.

Le gestionnaire de réseau de transport indépendant doit être complètement autonome et doit posséder toutes les ressources humaines techniques, matérielles et financières nécessaires pour s'acquitter des obligations et pour exercer l'activité de transport d'électricité.<sup>723</sup> En outre, selon l'article 17 § 1 (a), les actifs nécessaires pour l'activité de transport d'électricité et le réseau de transport doivent être la propriété du gestionnaire de réseau de transport.

Quant au personnel nécessaire pour l'activité de transport, selon l'article 17 § 1 (b), il est employé par le gestionnaire de réseau de transport. Le gestionnaire de réseau de transport indépendant doit employer son propre personnel pour exécuter les services juridiques, les services de comptabilités et des technologies de l'information.

En supplément des tâches énumérées à l'article 12 de la directive 2009/72/CE, d'autres tâches spécifiques indicatives, mais pas limitatives, du gestionnaire de réseau de transport indépendant sont énumérées dans l'article 17 § 2 de ladite directive. Ces tâches sont « a) la représentation du gestionnaire de réseau de transport et les contacts avec les tiers et les autorités de régulation; b) la représentation du gestionnaire de réseau de transport au sein du réseau européen de gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (le REGRT pour l'électricité); c) l'octroi de l'accès à des tiers et la gestion de cet accès en veillant à

---

L'article 17 § 1 sur les actifs, équipement, personnel et identité de la gestionnaire de réseau de transport indépendant de la directive 2009/72/CE dispose que « 1. Les gestionnaires de réseau de transport possèdent toutes les ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires pour s'acquitter des obligations qui leur incombent en vertu de la présente directive et pour exercer l'activité de transport d'électricité, en particulier: a) les actifs nécessaires pour l'activité de transport d'électricité, y compris le réseau de transport, sont la propriété du gestionnaire de réseau de transport; b) le personnel nécessaire pour l'activité de transport d'électricité, y compris l'accomplissement de toutes les tâches de l'entreprise, est employé par le gestionnaire de réseau de transport; c) le prêt de personnel et la prestation de services de la part ou en faveur de toutes les autres parties de l'entreprise verticalement intégrée sont interdits. Un gestionnaire de réseau de transport peut cependant fournir des services à l'entreprise verticalement intégrée tant que: i) la prestation de ces services ne donne lieu à aucune discrimination entre les utilisateurs du réseau, qu'elle est accessible à tous les utilisateurs du réseau dans les mêmes conditions et qu'elle ne restreint, ne fausse ni n'empêche la concurrence en matière de production ou de fourniture; et ii) la prestation de ces services est effectuée selon des conditions approuvées par l'autorité de régulation; d) sans préjudice des décisions prises par l'organe de surveillance conformément à l'article 20, les ressources financières appropriées pour des projets d'investissement futurs et/ou pour le remplacement des actifs existants sont mises à disposition du gestionnaire de réseau de transport en temps voulu par l'entreprise verticalement intégrée à la suite d'une demande appropriée du gestionnaire de réseau de transport ».

*éviter toute discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau; d) la perception de toutes les redevances liées au réseau de transport, y compris les redevances d'accès, les coûts d'ajustement pour les services auxiliaires tels que l'achat de services (coûts d'ajustement, énergie pour compensation des pertes); e) l'exploitation, la maintenance et le développement d'un réseau de transport sûr et efficace, notamment du point de vue économique; f) la programmation des investissements en vue de garantir à long terme la capacité du réseau de répondre à une demande raisonnable et de garantir la sécurité d'approvisionnement; g) la création de coentreprises appropriées, y compris avec un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport, une ou plusieurs bourses d'échange de l'électricité, et des autres acteurs pertinents ayant pour objectifs de développer la création de marchés régionaux ou de faciliter le processus de libéralisation; et h) tous les services aux entreprises, y compris les services juridiques et les services de comptabilité et des technologies de l'information ».*

Le gestionnaire de réseau de transport indépendant doit faire attention à ne pas mettre en confusion les tiers dans son identité sociale, ses pratiques de communication, sa stratégie de marque et ses locaux avec l'identité distincte de l'entreprise verticalement intégrée.<sup>724</sup> Comme prévu dans les paragraphes 5 et 6 de l'article 17 de la directive 2009/72/CE, le gestionnaire de réseau de transport indépendant ne peut partager aucun système informatiques local ni aucun système d'accès sécurisé avec une quelconque entité de l'entreprise verticalement intégrée.<sup>725</sup>

Quant à l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport, l'article 18 de la directive 2009/72/CE prévoit en principe général que les gestionnaires de réseaux de transport doivent avoir les droits de prendre des décisions effectives concernant les actifs

---

<sup>724</sup> L'article 17 § 4 de la directive 2009/72/CE dispose que « Dans son identité sociale, ses pratiques de communication, sa stratégie de marque et ses locaux, le gestionnaire de réseau de transport s'abstient de toute confusion avec l'identité distincte de l'entreprise verticalement intégrée ou de toute entité de cette dernière ».

<sup>725</sup> L'article 17 § 5 et 6 de la directive 2009/72/CE dispose que « 5. Le gestionnaire de réseau de transport ne partage aucun système ni matériel informatiques, aucun local ni aucun système d'accès sécurisé avec une quelconque entité de l'entreprise verticalement intégrée et ne fait pas appel aux mêmes consultants ni aux mêmes contractants externes pour les systèmes et matériels informatiques ni pour les systèmes d'accès sécurisé. 6. Les comptes des gestionnaires de réseau de transport sont contrôlés par un auditeur autre que celui qui contrôle l'entreprise verticalement intégrée ou une partie de celle-ci ».

nécessaires afin de gérer, développer et maintenir le réseau de transport d'électricité indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée.<sup>726</sup>

Le gestionnaire de réseau de transport doit être indépendant en ce qui concerne le prioritaire et l'opération des réseaux de l'électricité. Dans ce sens, l'entreprise verticalement intégrée ne peut déterminer, directement ou indirectement, aucune règle et comportement concurrentiel en ce qui concerne les activités quotidiennes du gestionnaire de réseau de transport et la gestion du réseau de l'électricité. C'est ainsi qu'il ne doit exister aucune relation financière et managériale et aucune participation entre les parties de l'entreprise verticalement intégrée qui exercent les fonctions de producteur et de fournisseur et le gestionnaire de réseau de transport et elles ne peuvent pas recevoir les actions de l'une de l'autre.

L'indépendance du personnel et des dirigeants du gestionnaire de réseau de transport sont prévus par l'article 19<sup>727</sup> de la directive 2009/72/CE que l'organe de surveillance du

---

<sup>726</sup> L'article 18 de la directive 2009/72/CE sur l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport dispose que « 1. Sans préjudice des décisions prises par l'organe de surveillance conformément à l'article 20, le gestionnaire de réseau de transport: a) dispose de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau de transport; et b) est habilité à réunir des fonds sur le marché des capitaux, en particulier par l'intermédiaire d'un emprunt et d'une augmentation de capital. 2. Le gestionnaire de réseau de transport veille à tout moment à disposer des ressources nécessaires pour assurer l'activité de transport de manière correcte et efficace et développe et entretient un réseau de transport efficace, sûr et économique. 3. Les filiales de l'entreprise verticalement intégrée assurant des fonctions de production ou de fourniture n'ont pas de participation directe ou indirecte dans le gestionnaire de réseau de transport. Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas de participation directe ou indirecte dans une filiale de l'entreprise verticalement intégrée assurant des fonctions de production ou de fourniture, et ne reçoit pas de dividendes ou tout autre avantage financier de la part de cette filiale. 4. La structure de gestion globale et les statuts du gestionnaire de réseau de transport garantissent une véritable indépendance du gestionnaire de réseau de transport conformément au présent chapitre. L'entreprise verticalement intégrée ne détermine pas directement ou indirectement le comportement concurrentiel du gestionnaire de réseau de transport en ce qui concerne les activités quotidiennes de ce dernier et la gestion du réseau, ni en ce qui concerne les activités nécessaires pour l'élaboration du plan décennal de développement du réseau établi au titre de l'article 22. 5. Dans l'accomplissement de leurs tâches en vertu de l'article 12 et de l'article 17, paragraphe 2, de la présente directive, et en conformité avec les articles 14, 15 et 16 du règlement (CE) no 714/2009, les gestionnaires de réseau de transport n'opèrent aucune discrimination à l'encontre des différentes personnes ou entités et s'abstiennent de restreindre, de fausser ou d'empêcher la concurrence en matière de production ou de fourniture. 6. Toutes les relations commerciales et financières entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport, y compris les prêts accordés par ce dernier à l'entreprise verticalement intégrée, sont conformes aux conditions du marché. Le gestionnaire de réseau de transport tient des registres détaillés de ces relations commerciales et financières, qu'il met, sur demande, à la disposition de l'autorité de régulation. 7. Le gestionnaire de réseau de transport soumet pour approbation à l'autorité de régulation tous les accords commerciaux et financiers avec l'entreprise verticalement intégrée. 8. Le gestionnaire de réseau de transport informe l'autorité de régulation des ressources financières visées à l'article 17, paragraphe 1, point d), qui sont disponibles pour des projets d'investissement futurs et/ou pour le remplacement des actifs existants. 9. L'entreprise verticalement intégrée s'abstient de toute action de nature à empêcher le gestionnaire de réseau de transport de s'acquitter de ses obligations en vertu du présent chapitre ou à lui porter préjudice dans ce contexte et ne fait pas obligation au gestionnaire de réseau de transport de solliciter l'autorisation de l'entreprise verticalement intégrée pour s'acquitter desdites obligations. 10. Une entreprise dont l'autorité de régulation a certifié qu'elle s'est conformée aux exigences du présent chapitre est agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport par l'État membre concerné. La procédure de certification prévue soit à l'article 10 de la présente directive et à l'article 3 du règlement (CE) no 714/2009, soit à l'article 11 de la présente directive s'applique ».

gestionnaire de transport désigné conformément à l'article 20 de la directive 2009/72/CE prend décision sur la nomination, la reconduction, les conditions de travail, la rémunération et la cessation du mandat des personnes responsables de la directive. Toutes ces décisions sont notifiées à l'autorité de régulation et si cette dernière n'émet aucune objection dans les trois semaines qui suivent la notification, les décisions entrent en vigueur.<sup>728</sup>

Pour éviter les conflits d'intérêt entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport d'électricité, l'article 19 prévoit aussi certaines règles et interdictions. Toute responsabilité, activité professionnelle et relation commerciale entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport doivent mettre en terme et les dirigeants des gestionnaires de réseau de transport ne peuvent avoir d'autres activités ou responsabilités professionnelles chez l'entreprise verticalement intégrée.<sup>729</sup>

Le gestionnaire de réseau de transport a également un organe de surveillance qui prend des décisions sur la valeur des actifs des actionnaires et relatives à l'approbation des plans financiers annuels à long terme et au niveau d'endettement et au montant des dividendes distribués aux actionnaires. L'organe de surveillance est composé de membres représentant l'entreprise verticalement intégrée, de membres représentant les actionnaires tiers et, dans

---

<sup>727</sup> L'article 19 de la directive 2009/72/CE sur l'indépendance du personnel et des dirigeants du gestionnaire de réseau de transport « 1. Les décisions concernant la nomination et la reconduction, les conditions de travail — y compris la rémunération — et la cessation du mandat des personnes responsables de la direction et/ou des membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport sont prises par l'organe de surveillance du gestionnaire de réseau de transport désigné conformément à l'article 20.

6. Les personnes responsables de la direction et/ou les membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport qui contestent la cessation prématurée de leur mandat jouissent de réels droits de recours auprès de l'autorité de régulation.

7. Après la cessation de leur mandat au sein du gestionnaire de réseau de transport, les personnes responsables de sa direction et/ou les membres de ses organes administratifs ne peuvent exercer d'activité ou de responsabilité professionnelle, ni posséder d'intérêt ou entretenir de relation commerciale avec toute partie de l'entreprise verticalement intégrée autre que le gestionnaire de réseau de transport, ou avec ses actionnaires majoritaires, pendant une période d'au moins quatre ans.

8. Le paragraphe 3 s'applique à la majorité des personnes responsables de la direction et/ou des membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport.

Les personnes responsables de la direction et/ou les membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport qui ne sont pas visés par le paragraphe 3 ne peuvent avoir exercé d'activité de direction ou autres activités pertinentes au sein de l'entreprise verticalement intégrée pendant une période d'au moins six mois avant leur nomination.

Le premier alinéa du présent paragraphe et les paragraphes 4 à 7 s'appliquent à toutes les personnes appartenant à la direction générale ainsi qu'à celles qui leur rendent directement compte à propos de questions liées à la gestion, à la maintenance ou au développement du réseau ».

<sup>728</sup> L'article 19 § 2 de la directive 2009/72/CE dispose que « Les conditions régissant le mandat, y compris sa durée et sa cessation, des personnes désignées par l'organe de surveillance en vue de leur nomination ou de leur reconduction en tant que responsables de la direction générale et/ou en tant que membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport, l'identité de ces personnes et les motifs de toute proposition de décision mettant fin à leur mandat, sont notifiés à l'autorité de régulation. Ces conditions et les décisions visées au paragraphe 1 n'entrent en vigueur que si l'autorité de régulation n'a pas émis d'objection à leur sujet dans les trois semaines qui suivent la notification. L'autorité de régulation peut émettre une objection à l'égard des décisions visées au paragraphe 1: a) si l'indépendance professionnelle d'une personne proposée pour assurer la direction et/ou d'un membre des organes administratifs suscite des doutes; ou b) si, en cas de cessation prématurée d'un mandat, la justification d'une telle décision suscite des doutes ».

<sup>729</sup> L'Article 19 de la directive 2009/72/CE « 3. Aucune activité ou responsabilité professionnelle ne peut être exercée, aucun intérêt ne peut être détenu ni aucune relation commerciale entretenue, directement ou indirectement, avec l'entreprise verticalement intégrée, ou une partie de celle-ci ou ses actionnaires majoritaires autres que le gestionnaire de réseau de transport, pendant une période de trois ans avant la nomination des responsables de la direction et/ou des membres des organes administratifs du gestionnaire de réseau de transport qui font l'objet du présent paragraphe. 4. Les personnes responsables de la direction et/ou les membres des organes administratifs et les employés du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent exercer d'autre activité ou responsabilité professionnelle, ni posséder d'autre intérêt ou entretenir d'autre relation commerciale, directement ou indirectement, avec une autre partie de l'entreprise verticalement intégrée ou ses actionnaires majoritaires. 5. Les personnes responsables de la direction et/ou les membres des organes administratifs et les employés du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent posséder aucun intérêt ni recevoir aucun avantage financier, directement ou indirectement, d'une partie de l'entreprise verticalement intégrée autre que le gestionnaire de réseau de transport. Leur rémunération n'est pas liée à des activités ou résultats de l'entreprise verticalement intégrée autres que ceux du gestionnaire de réseau de transport ».

certain cas, de membres représentant d'autres parties intéressées, telles que les employés du gestionnaire de réseau de transport.<sup>730</sup>

En outre, dans l'organisation du gestionnaire de réseau de transport il est prévu, par l'article 21 de la directive 2009/72/CE, un programme d'engagement et un cadre chargé du respect des engagements<sup>731</sup> afin de garantir que toute pratique discriminatoire est exclue. Le programme d'engagement est soumis à l'approbation de l'autorité de régulation. Le cadre

---

<sup>730</sup> L'article 20 sur l'organe de surveillance de la directive 2009/72/CE dispose que « 1. Le gestionnaire de réseau de transport dispose d'un organe de surveillance chargé de prendre des décisions qui peuvent avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires dudit gestionnaire, plus particulièrement des décisions relatives à l'approbation des plans financiers annuels et à plus long terme, au niveau d'endettement du gestionnaire de réseau de transport et au montant des dividendes distribués aux actionnaires. Les décisions relevant de la compétence de l'organe de surveillance n'englobent pas celles qui ont trait aux activités courantes du gestionnaire de réseau de transport et à la gestion du réseau et aux activités nécessaires aux fins de l'élaboration du plan décennal de développement du réseau prévu à l'article 22. 2. L'organe de surveillance est composé de membres représentant l'entreprise verticalement intégrée, de membres représentant les actionnaires tiers et, lorsque la législation applicable d'un État membre le prévoit, de membres représentant d'autres parties intéressées, telles que les employés du gestionnaire de réseau de transport. 3. L'article 19, paragraphe 2, premier alinéa, et l'article 19, paragraphes 3 à 7, s'appliquent au minimum à la moitié des membres de l'organe de surveillance, moins un. L'article 19, paragraphe 2, deuxième alinéa, point b), s'applique à l'ensemble des membres de l'organe de surveillance ».

<sup>731</sup> L'article 21 sur le programme d'engagements et cadre chargé du respect des engagements de la directive 2009/72/CE dispose que « 1. Les États membres s'assurent que les gestionnaires de réseau de transport établissent et mettent en œuvre un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue, et que le respect de ce programme fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme d'engagements énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que ces objectifs soient atteints. Il est soumis à l'approbation de l'autorité de régulation. Sans préjudice des compétences du régulateur national, un cadre chargé du respect des engagements contrôle en toute indépendance le respect du programme.

2. Le cadre chargé du respect des engagements est nommé par l'organe de surveillance, sous réserve de l'approbation de l'autorité de régulation. L'autorité de régulation ne peut s'opposer à la désignation d'un cadre chargé du respect des engagements qu'au motif d'un manque d'indépendance ou de capacités professionnelles. Le cadre chargé du respect des engagements peut être une personne physique ou morale. L'article 19, paragraphes 2 à 8, s'applique au cadre chargé du respect des engagements.

3. Le cadre chargé du respect des engagements s'acquiesce des tâches suivantes: a) surveiller la mise en œuvre du programme d'engagements; b) établir un rapport annuel présentant les mesures prises pour mettre en œuvre le programme d'engagements, et soumettre ce rapport à l'autorité de régulation; c) rendre compte à l'organe de surveillance et formuler des recommandations concernant le programme d'engagements et sa mise en œuvre; d) notifier à l'autorité de régulation tout manquement substantiel dans la mise en œuvre du programme d'engagements; et e) rendre compte à l'autorité de régulation de toute relation commerciale et financière éventuelle entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport.

4. Le cadre chargé du respect des engagements soumet à l'autorité de régulation les projets de décisions relatives au plan d'investissement ou à certains investissements dans le réseau, et ce au plus tard au moment où la direction et/ou l'organe administratif compétent du gestionnaire de réseau de transport soumet ces décisions à l'organe de surveillance.

5. Lorsque l'entreprise verticalement intégrée, en assemblée générale ou par un vote des membres de l'organe de surveillance qu'elle a nommés, a empêché l'adoption d'une décision et, en conséquence, empêché ou retardé des investissements qui, selon le plan décennal de développement du réseau, devaient être effectués dans les trois années suivantes, le cadre chargé du respect des engagements est tenu d'en informer l'autorité de régulation, qui statue alors conformément à l'article 22.

6. Les conditions régissant le mandat ou les conditions d'emploi du cadre chargé du respect des engagements, y compris la durée de son mandat, sont soumises à l'approbation de l'autorité de régulation. Ces conditions garantissent l'indépendance dudit cadre, notamment en lui fournissant toutes les ressources nécessaires à l'exercice de ses fonctions. Pendant la durée de son mandat, le cadre chargé du respect des engagements ne peut exercer d'emploi ou de responsabilité professionnelle, ou avoir un intérêt, directement ou indirectement, dans aucune partie de l'entreprise intégrée verticalement ou au sein de ses actionnaires majoritaires.

7. Le cadre chargé du respect des engagements rend régulièrement compte, oralement ou par écrit, à l'autorité de régulation et il a le droit de rendre régulièrement compte, oralement ou par écrit, à l'organe de surveillance du gestionnaire de réseau de transport.

8. Le cadre chargé du respect des engagements peut assister à toutes les réunions de l'organe de direction ou de l'organe administratif du gestionnaire de réseau de transport, ainsi qu'à celles de l'organe de surveillance et de l'assemblée générale. Il assiste à toutes les réunions qui traitent des questions suivantes: a) les conditions d'accès au réseau, telles que définies dans le règlement (CE) no 714/2009, notamment en ce qui concerne les tarifs, les services d'accès des tiers, la répartition des capacités et la gestion de la congestion, la transparence, l'ajustement et les marchés secondaires; b) les projets entrepris pour exploiter, entretenir et développer le réseau de transport, y compris les investissements d'interconnexion et de raccordement; c) les achats ou ventes d'énergie nécessaires à l'exploitation du réseau de transport.

9. Le cadre chargé du respect des engagements s'assure que le gestionnaire de réseau de transport respecte les dispositions de l'article 16.

10. Le cadre chargé du respect des engagements a accès à toutes les données utiles et aux bureaux du gestionnaire de réseau de transport, ainsi qu'à toutes les informations dont il a besoin pour l'exécution de sa mission.

11. Sous réserve de l'approbation préalable de l'autorité de régulation, l'organe de surveillance peut démettre de ses fonctions le cadre chargé du respect des engagements. Il le fait, à la demande de l'autorité de régulation, au motif d'un manque d'indépendance ou de capacités professionnelles.

12. Le cadre chargé du respect des engagements a accès aux locaux du gestionnaire de réseau de transport sans avis préalable ». PIVARD Philippe, « Vers un observatoire des prix de l'énergie en Europe », *Europenergies*, N° 36, mai 2005, p. 20 "Accès des tiers au stockage: les dernières offres des gaziers".

chargé du respect des engagements<sup>732</sup> qui peut être une personne physique ou une entreprise ou une autre entité, est en général en charge d'assurer le programme d'engagement et l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport en pratique.

Ces trois options de dissociation s'appliquent non seulement dans le secteur électrique, mais aussi dans le secteur gazier. Les États membres sont libres de choisir une de ces options. Les options ISO et ITO considérées comme étant des dérogations du principe de dissociation de propriété ont été présentées par la directive 2009/72/CE pour se conformer aux règles de dissociation permettant aux États membres d'être exonérés de l'article 9 § 1 de la directive 2009/72/CE. En outre, pour qu'un État membre puisse choisir une de ces deux options, le TSO doit faire part du même groupe en tant qu'activités de production et de fourniture. Si un État membre a plusieurs TSOs, dans ce cas-là seulement les TSOs qui étaient verticalement intégrés à la date d'entrée en vigueur des directives peuvent choisir une de ces deux options. L'entreprise verticalement intégrée a toujours l'option de la dissociation de propriété.<sup>733</sup>

#### **b. La procédure de désignation et de certification des gestionnaires de réseau de transport d'électricité**

La directive 2009/72/CE ajoute la procédure de certification pour les entreprises avant qu'elles soient désignées en tant que TSO par un État membre, les entreprises doivent obtenir des certificats de l'autorité nationale de régulation. Le but essentiel de cette procédure de certification est d'assurer les conditions de dissociation sous les diverses options. Sous ladite directive, les régulateurs doivent prendre en considération l'opinion de la Commission européenne à ce propos. Selon l'article 10 de la directive 2009/72/CE et l'article 3 du règlement de l'électricité, les règles générales à appliquer pour les TSO, ISO et ITO dissocié de propriété sont identiques. Un TSO peut être approuvé et désigné en tant que TSO quand il obtient le certificat mentionné par les dispositions citées. La désignation de TSO doit être notifiée à la Commission européenne et publiée dans le Journal officiel de l'Union européenne. La procédure de certification est également arrangée pour les pays tiers dans l'article 11 de la directive.

#### **i. La désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport d'électricité**

En ce qui concerne la désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, l'article 10 de la directive 2009/72/CE détermine qu'avant qu'une

---

<sup>733</sup> En supplément à ces trois options, l'article 9 § 9 de la directive 2009/72/CE prévoit également une option de ITO et en plus la dissociation.



entreprise soit agréée et désignée comme gestionnaire de réseau de transport, elle est certifiée conformément aux procédures visées par l'article 10 § 4, 5 et 6 et l'article 3 du règlement no° 714/2009. Les entreprises qui possèdent un réseau de transport et dont l'autorité de régulation nationale a certifié qu'elles s'étaient conformées aux exigences<sup>734</sup>, en application de la procédure de certification décrite ci-après, sont agréées et désignées comme gestionnaires de réseau de transport par les États membres. La liste des gestionnaires de réseau de transport désignés est communiquée à la Commission et publiée au Journal officiel de l'Union européenne.

Les gestionnaires de réseau de transport notifient à l'autorité de régulation toute transaction prévue qui peut justifier une réévaluation de la manière dont ils se conforment aux exigences. Les autorités de régulation veillent au respect constant des exigences par les gestionnaires de réseau de transport. Elles ouvrent une procédure de certification en cas de notification de la part du gestionnaire de réseau de transport, de leur propre initiative, lorsqu'elles ont connaissance du fait qu'une modification prévue des pouvoirs ou de l'influence exercée sur des propriétaires ou des gestionnaires de réseau de transport risque d'entraîner une infraction aux dispositions de l'article 9, ou lorsqu'elles ont des motifs de croire qu'une telle infraction a pu être commise; ou sur demande motivée de la Commission européenne.

Les autorités de régulation arrêtent une décision sur la certification d'un gestionnaire de réseau de transport dans les quatre mois qui suivent la date de notification de la part du gestionnaire de réseau de transport ou la date de la demande de la Commission. La certification est réputée accordée à l'issue de cette période. La décision explicite ou tacite de l'autorité de régulation ne devient effective qu'après la conclusion de la procédure définie par le paragraphe 6.

L'autorité de régulation notifie sans délai à la Commission sa décision explicite ou tacite relative à la certification d'un gestionnaire de réseau de transport, accompagnée de toutes les informations utiles relatives à cette décision. La Commission statue conformément à la procédure prévue à l'article 3 du règlement n° 714/2009.

Les autorités de régulation et la Commission peuvent exiger des gestionnaires de réseau de transport et des entreprises assurant une des fonctions suivantes : production ou

---

<sup>734</sup> Prévues par l'article 9 de la directive 2009/72/CE.

fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches en application du présent article.

Les autorités de régulation et la Commission veillent à préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Quant à l'article 3 du règlement n° 714/2009 sur la certification des gestionnaires de réseau de transport, il prévoit que la Commission européenne examine dès réception toute notification d'une décision concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément à l'article 10 § 6 de la directive 2009/72/CE. Dans les deux mois à compter du jour de la réception de cette notification, la Commission européenne rend son avis à l'autorité de régulation nationale concernée quant à sa compatibilité avec l'article 10 § 2, l'article 11 et l'article 9 de la directive 2009/72/CE.

Lorsqu'elle élabore l'avis visé au premier alinéa, la Commission européenne peut demander à l'agence de fournir son avis sur la décision de l'autorité de régulation nationale. Dans ce cas, le délai de deux mois visé au premier alinéa est prolongé de deux mois supplémentaires. Si la Commission ne rend pas d'avis dans les délais visés aux premier et deuxième alinéas, elle est réputée ne pas avoir soulevé d'objections à l'encontre de la décision de l'autorité de régulation.

Dans un délai de deux mois après avoir reçu un avis de la Commission européenne, l'autorité de régulation nationale adopte sa décision finale concernant la certification du gestionnaire de réseau de transport, en tenant le plus grand compte de cet avis. La décision de l'autorité de régulation et l'avis de la Commission sont publiés ensemble.

Les autorités de régulation et/ou la Commission européenne peuvent, à n'importe quel moment de la procédure, demander à un gestionnaire de réseau de transport et/ou à une entreprise assurant la production ou la fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches. À chaque étape de procédure, les autorités de régulation et la Commission européenne préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles.

La Commission européenne peut adopter des orientations détaillant la procédure à suivre pour l'application de la procédure de certification. Ces mesures, qui visent à modifier des éléments non essentiels du présent règlement en le complétant, sont arrêtées en conformité avec la procédure de réglementation avec contrôle.

Lorsque la Commission européenne reçoit une notification concernant la certification d'un gestionnaire de réseau de transport conformément aux dispositions concernées, elle arrête une décision relative à la certification. L'Autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission européenne.

## **ii. La procédure de désignation et de certification des gestionnaires de réseau de transport concernant des pays tiers**

En ce qui concerne la certification concernant des pays tiers, l'article 11 de la directive 2009/72/CE prévoit que lorsque la certification est demandée par un propriétaire ou un gestionnaire de réseau de transport sur lesquels une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers exercent un contrôle, l'autorité de régulation en informe la Commission européenne. L'Autorité de régulation notifie également sans délai à la Commission européenne toute situation qui aurait pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers acquièrent le contrôle d'un réseau de transport ou d'un gestionnaire de réseau de transport.

Le gestionnaire de réseau de transport notifie à l'autorité de régulation toute situation qui aurait pour effet qu'une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers acquièrent le contrôle du réseau de transport ou du gestionnaire de réseau de transport.

L'autorité de régulation adopte un projet de décision relative à la certification d'un gestionnaire de réseau de transport dans les quatre mois suivant la date de la notification à laquelle celui-ci a procédé. Elle refuse d'accorder la certification s'il n'a pas été démontré que l'entité concernée se conforme aux exigences et à l'autorité de régulation ou à une autre autorité compétente désignée par l'État membre, que l'octroi de la certification ne mettra pas en péril la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'État membre ou de la Communauté. Lorsqu'elle examine cette question, l'autorité de régulation ou l'autre autorité compétente ainsi désignée prend en considération les droits et les obligations de la Communauté découlant du droit international à l'égard de ce pays tiers, y compris tout accord conclu avec un pays tiers ou plus auquel la Communauté est partie et qui traite de la question de la sécurité de l'approvisionnement énergétique; les droits et les obligations de l'État membre à l'égard de ce pays tiers découlant d'accords conclus avec celui-ci, dans la mesure où ils sont conformes à la législation européenne; et d'autres faits particuliers et circonstances du cas d'espèce et le pays tiers concerné.

L'autorité de régulation notifie à la Commission européenne la décision, ainsi que toutes les informations utiles s'y référant. Les États membres prévoient qu'avant que l'autorité de régulation n'adopte une décision relative à la certification, celle-ci ou l'autorité compétente demande l'avis de la Commission pour savoir si l'entité concernée se conforme aux exigences et que l'octroi de la certification ne mettra pas en péril la sécurité de l'approvisionnement énergétique de la Communauté.

La Commission européenne examine la demande dès sa réception. Dans les deux mois suivant la réception de la demande, elle rend son avis à l'autorité de régulation nationale ou à l'autorité compétente désignée, si c'est cette dernière qui l'a formulée. Pour l'établissement de son avis, la Commission européenne peut demander l'opinion de l'agence, de l'État membre concerné et des parties intéressées. Dans le cas où la Commission fait une telle demande, le délai de deux mois est prolongé de deux mois supplémentaires. Si la Commission ne rend pas d'avis durant la période visée aux premier et deuxième alinéas, elle est réputée ne pas avoir soulevé d'objections à l'encontre de la décision de l'autorité de régulation.

Lorsqu'elle apprécie si le contrôle exercé par une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays tiers est de nature à mettre en péril la sécurité de l'approvisionnement énergétique de la Communauté, la Commission prend en considération les faits de l'espèce et le ou les pays tiers concernés et les droits et obligations de la Communauté découlant du droit international à l'égard de ce ou ces pays tiers, y compris un accord conclu avec un pays tiers ou plus dont la Communauté est partie et qui traite de la question de la sécurité de l'approvisionnement énergétique.

L'autorité de régulation nationale dispose d'un délai de deux mois après l'expiration du délai visé pour adopter sa décision définitive concernant la certification. Pour ce faire, l'autorité de régulation nationale tient le plus grand compte de l'avis de la Commission. En tout état de cause, l'État membre concerné a le droit de refuser d'octroyer la certification si cela met en péril la sécurité de son approvisionnement énergétique ou la sécurité de l'approvisionnement énergétique d'un autre État membre. Lorsque l'État membre a désigné une autre autorité compétente pour procéder à l'examen visé, il peut exiger de l'autorité de régulation nationale qu'elle adopte sa décision définitive conformément à l'appréciation de ladite autorité compétente. La décision définitive de l'autorité de régulation nationale et l'avis de la Commission sont publiés ensemble. Lorsque la décision définitive diffère de l'avis de la

Commission, l'État membre concerné fournit et publie avec la décision la motivation de cette décision.

En outre aucune disposition ne porte atteinte au droit des États membres d'exercer un contrôle légal au niveau national afin de protéger des intérêts légitimes en matière de sécurité publique, conformément au droit européen.

### **c. Le développement du réseau et compétences pour les décisions d'investissements**

Les gestionnaires de réseau de transport soumettent à l'autorité de régulation chaque année un plan décennal de développement du réseau fondé sur l'offre et la demande existantes. Le plan décennal de développement du réseau contient généralement des mesures à prendre pour assurer la conformité du réseau et la sécurité d'approvisionnement.<sup>735</sup> Selon l'article 22 § 2 de la directive 2009/72/CE, le plan décennal de développement du réseau doit être « *indiqué aux acteurs du marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années ; répertorie tous les investissements déjà décidés et recense les nouveaux investissements qui doivent être réalisés durant les trois prochaines années; et fournit un calendrier pour tous les projets d'investissement* ». <sup>736</sup>

L'autorité de régulation consulte les utilisateurs du réseau au sujet du plan décennal de développement du réseau<sup>737</sup> et examine s'il couvre tous les besoins qui ont été recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation.<sup>738</sup> L'autorité de régulation surveille et évalue la mise en œuvre du plan décennal de développement du réseau.

Si le gestionnaire de réseau de transport n'effectue pas les activités nécessaires pour mettre en place l'investissement, l'autorité de régulation doit prendre certaines mesures afin de garantir la réalisation de l'investissement. Tout d'abord, l'autorité de régulation exige du

---

<sup>735</sup> L'article 22 § 1 de la directive 2009/72/CE dispose que « *Chaque année, les gestionnaires de réseau de transport soumettent à l'autorité de régulation un plan décennal de développement du réseau fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les prévisions en la matière, après consultation de toutes les parties intéressées. Ledit plan de développement du réseau contient des mesures effectives pour garantir l'adéquation du réseau et la sécurité d'approvisionnement* ».

<sup>736</sup> L'article 22 § 3 de la directive 2009/72/CE prévoit que « *Lors de l'élaboration du plan décennal de développement du réseau, le gestionnaire de réseau de transport formule des hypothèses raisonnables sur l'évolution de la production, de la fourniture, de la consommation et des échanges avec d'autres pays, compte tenu des plans d'investissement dans les réseaux régionaux et les réseaux pour l'ensemble de la Communauté* ».

<sup>737</sup> L'article 22 § 4 de la directive 2009/72/CE prévoit que « *L'autorité de régulation consulte, dans un esprit d'ouverture et de transparence, tous les utilisateurs effectifs ou potentiels du réseau au sujet du plan décennal de développement du réseau. Les personnes ou les entreprises qui affirment être des utilisateurs potentiels du réseau peuvent être tenues de justifier cette affirmation. L'autorité de régulation publie le résultat du processus de consultation, plus particulièrement pour ce qui concerne les éventuels besoins en matière d'investissement* ».

<sup>738</sup> L'article 22 § 5 de la directive 2009/72/CE dispose que « *L'autorité de régulation examine si le plan décennal de développement du réseau couvre tous les besoins qui ont été recensés en matière d'investissement durant le processus de consultation et si ce plan est cohérent avec le plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté (plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté) visé à l'article 8, paragraphe 3, point b), du règlement (CE) no 714/2009. En cas de doute quant à la cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté, l'autorité de régulation consulte l'agence. Elle peut exiger du gestionnaire de réseau de transport qu'il modifie son plan décennal de développement du réseau* ».

gestionnaire de réseau de transport qu'il réalise l'investissement en question, ensuite lance une procédure d'appel d'offres ouverte à tous les investisseurs pour l'investissement en question et impose au gestionnaire de réseau de transport d'accepter une augmentation de capital destinée à financer les investissements nécessaires et d'autoriser des investisseurs indépendants à participer au capital.<sup>739</sup>

En surplus, le gestionnaire de réseau de transport a le pouvoir de décider du raccordement de nouvelles centrales électriques au réseau de transport. Dans ce but l'article 23 § 1 prévoit que « *le gestionnaire de réseau de transport définit et publie des procédures transparentes et efficaces pour le raccordement non discriminatoire de nouvelles centrales électriques au réseau de transport. Ces procédures sont soumises à l'agrément des autorités de régulation nationales* ». De plus, le gestionnaire de réseau de transport n'a pas de le droit de refuser le raccordement d'une nouvelle centrale électrique en invoquant d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponible du réseau et un nouveau point de raccordement à cause de ses coûts supplémentaires.

## **B. L'exploitation du réseau de distribution d'électricité**

Les États membres désignent les gestionnaires de réseaux de distribution ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables des réseaux de distribution de le faire. Les gestionnaires du réseau de distribution sont principalement chargés de garantir la capacité à long terme du réseau en matière de distribution d'électricité, d'exploitation, de maintenance, de développement et de protection de l'environnement, de garantir la transparence par rapport aux utilisateurs du réseau, de fournir les informations aux utilisateurs du réseau, de couvrir les pertes d'énergie et maintenir des capacités de réserve d'électricité. Les États membres ont la possibilité de mettre en place un réseau fermé de distribution chargé de l'électricité à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage des services géographiquement limités.

---

<sup>739</sup> L'article 22 § 7 de la directive 2009/72/CE « 7. Dans les cas où le gestionnaire de réseau de transport, pour des motifs autres que des raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas, ne réalise pas un investissement qui, en vertu du plan décennal de développement du réseau, aurait dû être réalisé dans un délai de trois ans, les États membres font en sorte que l'autorité de régulation soit tenue de prendre au moins une des mesures ci-après pour garantir la réalisation de l'investissement en question si celui-ci est toujours pertinent compte tenu du plan décennal de développement du réseau le plus récent: a) exiger du gestionnaire de réseau de transport qu'il réalise l'investissement en question; b) lancer une procédure d'appel d'offres ouverte à tous les investisseurs pour l'investissement en question; ou c) imposer au gestionnaire de réseau de transport d'accepter une augmentation de capital destinée à financer les investissements nécessaires et d'autoriser des investisseurs indépendants à participer au capital. Lorsque l'autorité de régulation a recours aux pouvoirs dont elle dispose en vertu du premier alinéa, point b), elle peut imposer au gestionnaire de réseau de transport d'accepter un ou plusieurs des éléments suivants: a) un financement par un tiers; b) une construction par un tiers; c) la construction des nouveaux actifs en question par lui-même; d) l'exploitation des nouveaux actifs en question par lui-même. Le gestionnaire de réseau de transport fournit aux investisseurs toutes les informations nécessaires pour réaliser l'investissement, connecte les nouveaux actifs au réseau de transport et, d'une manière générale, fait tout pour faciliter la mise en œuvre du projet d'investissement. Les montages financiers correspondants sont soumis à l'approbation de l'autorité de régulation ».

## 1. La désignation et les tâches de réseau de distribution d'électricité

Les États membres désignent ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner, pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution. Les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau de distribution agissent conformément aux articles 25, 26 et 27 de la directive 2009/72/CE.<sup>740</sup>

Quant aux tâches des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, elles sont énumérées dans l'article 25 de la directive 2009/72/CE. Le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est, tout d'abord, tenu de garantir la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution d'électricité, d'exploiter, d'assurer la maintenance et de développer, dans des conditions économiques acceptables, un réseau de distribution d'électricité sûr, fiable et performant dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement et de l'efficacité énergétique. En tout état de cause, le gestionnaire de réseau de distribution doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou des catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

En outre le gestionnaire de réseau de distribution doit fournir aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau, y compris pour l'utilisation de celui-ci. Un État membre peut imposer au gestionnaire de réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.

Chaque gestionnaire de réseau de distribution se procure l'énergie qu'ils utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction. Cette exigence est sans préjudice de l'utilisation de l'électricité acquise en vertu de contrats conclus avant le 1<sup>er</sup> janvier 2002.

Lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution est chargé d'assurer l'équilibre du réseau de distribution, les règles qu'il adopte à cet effet, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique,

---

<sup>740</sup> L'article 24 de la directive 2009/72/CE.

sont objectives, transparentes et non discriminatoires. Les conditions, y compris les règles et les prix, applicables à la prestation de ces services par les gestionnaires de réseau de distribution sont établies d'une manière non discriminatoire et en tenant compte des coûts et sont publiées.

Enfin lors de la planification du développement du réseau de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution doit envisager des mesures d'efficacité énergétique, la gestion de la demande ou une production distribuée qui permettent d'éviter la modernisation ou le remplacement de capacités.

## **2. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité**

En ce qui concerne la dissociation des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, il existe certaines différences de la dissociation des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité. Par exemple, il existe, en général, la cogestion au niveau du transport et peut exister au niveau de la distribution d'électricité. Les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité sont en position plus étroite avec les consommateurs finals et cette position leur donne le pouvoir d'influence leurs choix du fournisseur. Notamment, dans le cas où le gestionnaire de réseau de distribution est à la fois le fournisseur et l'opérateur du réseau, leur statut privilégié peut causer les conflits d'intérêt et la discrimination contre leurs compétiteurs qui souhaitent avoir accès à leur réseau et fournir leurs clients.

La Commission européenne n'a pas proposé de dissociation de propriété pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. La directive 2009/72/CE a prévu les règles de la dissociation juridique, comptable et de gestion pour les gestionnaires de réseau de distribution verticalement intégrée. C'est ainsi que les gestionnaires de réseau de distribution devront être établis en tant qu'entreprises juridiquement séparées de la production et du fournisseur, ils devront être séparés leur organisation et l'organe de décision de la production et du fournisseur d'électricité, ils gardent des comptes séparés de leurs activités de distribution afin d'éviter la discrimination, les subventions croisées et la distorsion de compétition dans le marché électrique.

En outre, les États membres ont le choix d'exonérer les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui servent moins de 100 000 consommateurs connectés et d'imposer aux gestionnaires de réseau de distribution d'avoir leurs propres moyens financiers, techniques, physiques et personnels.



### **a. La dissociation juridique**

La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité s'applique aux entreprises verticalement intégrées qui assurent au moins transport ou distribution et au moins la production ou fourniture d'électricité afin de séparer les actions de la distribution à une autre nouvelle filiale. L'article 26 (1) de la directive 2009/72/CE prévoit que « *Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il est indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Ces règles ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs du gestionnaire de réseau de distribution, d'une part, de l'entreprise verticalement intégrée, d'autre part* ». Cette disposition ne fait aucun obstacle à l'exploitation d'un réseau combiné de transport et de distribution d'électricité par un même gestionnaire.<sup>741</sup>

Au niveau de la dissociation de gestion du réseau de distribution qui fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, en plus des exigences cités par l'article 26 (1), il faut également satisfaire des critères minimaux comme la gestion indépendante, la séparation des intérêts professionnels, l'autonomie et le contrôle sur les activités par l'opérateur du réseau, le programme d'engagement et l'existence du cadre chargé du respect des engagements, et l'interdiction de profiter de l'intégration verticale afin de fausser la compétition notamment en ce qui concerne l'identité séparée de la fourniture de l'entreprise verticalement intégrée. Enfin, l'article 26 (1) de la directive 2009/72/CE ne fait pas obstacle à l'exploitation d'un réseau combiné de transport et de distribution par un même gestionnaire.<sup>742</sup>

### **b. La dissociation de gestion de réseau de distribution**

En ce qui concerne la gestion indépendante de réseau de distribution, lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il est indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. À cet effet, les critères minimaux à appliquer sont déterminées par l'article 26 (2) de la directive 2009/72/CE. Selon cette dernière, « *Les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution ne doivent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée d'électricité qui sont directement ou indirectement*

---

<sup>741</sup> L'article 29 de la directive 2009/72/CE sur la gestionnaire de réseau combiné dispose que « *L'article 26, paragraphe 1, ne fait pas obstacle à l'exploitation d'un réseau combiné de transport et de distribution par un même gestionnaire, à condition que ce dernier se conforme aux dispositions de l'article 9, paragraphe 1, ou des articles 13 et 14, ou du chapitre V, ou relève des dispositions de l'article 44, paragraphe 2* ».

<sup>742</sup> À condition que ce dernier se conforme aux dispositions de l'article 9, paragraphe 1, ou des articles 13 et 14, ou du chapitre V, ou relève des dispositions de l'article 44, paragraphe 2.

*chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de transport ou de fourniture d'électricité ».*

Quant à la séparation des intérêts professionnels, l'article 26 (2) (b) des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance.

À propos d'autonomie et le contrôle sur les activités par l'opérateur du réseau d'électricité, les directives électricité permettent en principe que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ait le droit de la prise de décision indépendamment de l'entreprise verticalement intégrée en ce qui concerne les actifs nécessaires pour opérer, maintenir et développer les réseaux de distribution d'électricité. C'est ainsi que la directive 2009/72/CE a gardé les principes prévus par la directive 2003/54/CE prévoyant que tous les actifs liés aux réseaux doivent être transférés aux entreprises de transport et de distribution juridiquement séparées. Le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ou tout document équivalent doit être général en nature sans préciser aucun projet individuel.

Par ailleurs, le gestionnaire de réseau de distribution doit disposer de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise intégrée d'électricité, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau d'électricité. Afin d'exécuter ces tâches, le gestionnaire de réseau de distribution dispose des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, matérielles et financières. Cela ne devrait pas empêcher l'existence de mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer que les droits de supervision économique et de gestion de la société mère concernant le rendement des actifs d'une filiale, régulé indirectement. En particulier, la présente disposition permet à la société mère d'approuver le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de distribution, ou tout document équivalent, et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale. En revanche, elle ne permet pas à la société mère de donner des instructions au sujet de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne des décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de lignes de distribution d'électricité qui n'excèdent pas les limites du plan financier qu'elle a approuvé ou de tout document équivalent.<sup>743</sup>

---

<sup>743</sup> L'article 26 (2) (c) de la directive 2009/72/CE.

En outre, le gestionnaire de réseau de distribution doit établir un programme d'engagements, qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue, et veiller à ce que son application fasse l'objet d'un suivi approprié. Chaque programme d'engagement et le cadre chargé du respect des engagements se montent de différences selon leur structure d'entreprises en question.<sup>744</sup>

Le programme d'engagements énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que cet objectif soit atteint. La personne ou l'organisme responsable du suivi du programme d'engagements, le cadre chargé du respect des engagements du gestionnaire de réseau de distribution, présente tous les ans à l'autorité de régulation un rapport décrivant les mesures prises. Le rapport annuel est ensuite publié. Le cadre chargé du respect des engagements du gestionnaire de réseau de distribution est totalement indépendant et a accès à toutes les informations du gestionnaire de réseau de distribution et aux entreprises liées éventuelles dont il a besoin pour l'exécution de sa tâche.<sup>745</sup>

À propos d'interdiction de profiter de l'intégration verticale afin de fausser la compétition, dans certains cas, l'intégration verticale entre le fournisseur et le distributeur peut donner un avantage compétitif au fournisseur et peut fausser la compétition dans le marché de l'électricité. Ce risque menace notamment les marchés électriques dans lesquels les consommateurs sont en relation avec les fournisseurs et distributeurs historiques et continuent à pratiquer ses transactions avec les fournisseurs verticalement intégrés malgré le risque de détriment de l'ouverture du marché de l'électricité.

La dissociation des comptes annuels des entreprises d'électricité conformément aux règles nationales relatives à leurs formes juridiques prévues dans la loi est prévue par l'article 31 de la directive 2009/72/CE. C'est ainsi que les entreprises d'électricité organisent leurs comptes séparément pour chacune de leurs activités de transport et de distribution d'électricité afin d'éviter tous les risques de discriminations, les subventions croisées et les distorsions potentielles de concurrence dans le marché électrique concerné.

Notamment pour les entreprises exploitant les gestionnaires de réseau combiné de transport et de distribution, leurs comptes doivent toujours être gardés séparément l'un l'autre

---

<sup>744</sup> La Note Interprétative de la Commission sur la dissociation, p. 26 (the Commission Interpretative Note on the Unbundling Regime).

<sup>745</sup> L'article 26 (2) (d) de la directive 2009/72/CE.

en vue d'assurer le fait qu'il n'y a pas de subvention croisée<sup>746</sup> entre ces activités et que les tarifs reflètent les coûts.

En outre, toutes les entreprises d'électricité doivent rendre accessibles leurs comptes pour le contrôle public. Le contrôle des comptes pour vérifier qu'elles sont bien loin de discriminations et des subventions croisées est une tâche considérable pour le régulateur de l'énergie. À la différence des directives précédentes, la directive 2009/72/CE exige que les États membres et en particulier le régulateur aient le droit d'accès entier aux comptes dissociés prévus par l'article 31.

En vertu de cette disposition, les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir la comptabilité des entreprises d'électricité. Indépendamment du régime de propriété qui leur est applicable et de leur forme juridique, les entreprises d'électricité établissent, font contrôler et publient leurs comptes annuels conformément aux règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés anonymes ou à responsabilité limitée, adoptées conformément à la quatrième directive 78/660/CEE du Conseil du 25 juillet 1978<sup>747</sup> et concernant les comptes annuels de certaines formes de sociétés. Les entreprises qui ne sont pas tenues légalement de publier leurs comptes annuels tiennent un exemplaire de ceux-ci à la disposition du public à leur siège social.

Les entreprises d'électricité tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles tiennent également des comptes, qui peuvent être consolidés, pour les autres activités concernant l'électricité non liées au transport ou à la distribution. Jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2007, elles tiennent des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Les revenus de la propriété du réseau de transport ou de distribution sont mentionnés dans la comptabilité. Le cas échéant, elles tiennent des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité. Elles font figurer dans la comptabilité interne un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

---

<sup>746</sup> LUCAS DE LEYSSAC V. PARLÉANI Gilbert, Droit du marché, p. 631, selon certains auteurs, " *Lorsqu'une pratique de prix bas n'est pas rendue possible que par mécanisme de subvention croisée mettant en cause une entreprise de personne publique, c'est-à-dire une entreprise constituée de derniers publics et exposant donc au risque d'entreprise ces derniers publics, une telle subvention croisée ne devrait pas être admise. Elle serait fautive, et engagerait donc la responsabilité de son auteur* ".

<sup>747</sup> Fondée sur l'article 44, paragraphe 2, point g) du Traité.

En outre, le contrôle des comptes consiste à la vérification des comportements non-discriminations et des subventions croisées. En ce qui concerne le droit d'accès à la comptabilité, l'article 30<sup>748</sup> de la directive 2009/72/CE prévoit que les États membres ou toute autorité compétente ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité et ils préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles et si nécessaire, ils peuvent communiquer les informations pour permettre aux autorités compétentes d'exercer leurs fonctions.

Comme dans les petites entreprises de distribution, la dissociation de gestionnaires de réseau de distribution, la capacité financière ne nécessite pas une telle séparation des activités et filiales. L'article 26 (4) prévoit également les exemptions de la dissociation pour les entreprises intégrées d'électricité qui approvisionnent moins de 100 000 clients connectés ou de petits réseaux isolés.<sup>749</sup>

De même, selon l'article 28<sup>750</sup> de la directive 2009/72/CE, les autorités de régulation nationales peuvent qualifier les réseaux fermés de distribution qui distribuent l'électricité à l'intérieur d'un site industriel ou commercial sans approvisionner les clients résidentiels pour des raisons techniques ou liées à la sécurité ou aux opérations de production des utilisateurs de leurs réseaux. Les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation nationales exemptent le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution de l'obligation de se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans leurs réseaux et de veiller à ce qui les tarifs ou les méthodes de calcul des tarifs.

---

<sup>748</sup> L'article 30 de la directive 2009/72/CE dispose que « Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, notamment les autorités de régulation visées à l'article 35, dans la mesure où cela est nécessaire à leur mission, ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité conformément à l'article 31. 2. Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, notamment les autorités de régulation, préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles. Les États membres peuvent prévoir la communication de ces informations si cela est nécessaire pour permettre aux autorités compétentes d'exercer leurs fonctions ».

<sup>749</sup> L'article 26 (4) de la directive 2009/72/CE dispose que « Les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les paragraphes 1, 2 et 3 aux entreprises intégrées d'électricité qui approvisionnent moins de 100 000 clients connectés ou approvisionnent de petits réseaux isolés ».

<sup>750</sup> L'article 28 de la directive 2009/72/CE sur les réseaux fermés de distribution dispose que « 1. Les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation nationales ou d'autres autorités compétentes qualifient de réseau fermé de distribution un réseau qui distribue de l'électricité à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage de services géographiquement limité et qui, sans préjudice du paragraphe 4, n'approvisionne pas de clients résidentiels: a) si, pour des raisons spécifiques ayant trait à la technique ou à la sécurité, les opérations ou le processus de production des utilisateurs de ce réseau sont intégrés; ou b) si ce réseau fournit de l'électricité essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire du réseau, ou aux entreprises qui leur sont liées. 2. Les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation nationales exemptent le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution: a) de l'obligation, prévue à l'article 25, paragraphe 5, de se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché; b) de l'obligation, prévue à l'article 32, paragraphe 1, de veiller à ce que les tarifs, ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à l'article 37. 3. Dans le cas où une exemption est accordée en vertu du paragraphe 2, les tarifs applicables, ou les méthodes de calcul de ceux-ci, sont vérifiés et approuvés conformément à l'article 37 à la demande d'un utilisateur du réseau fermé de distribution. 4. L'usage accessoire par un petit nombre de clients résidentiels employés par le propriétaire du réseau de distribution, ou associés à lui de façon similaire, et situés dans la zone desservie par le réseau fermé de distribution n'interdit pas d'accorder une exemption en vertu du paragraphe 2 ».

## C. Les autorités de régulation nationales

L'exigence d'établir une autorité de régulation dotée des compétences spécifiques dans chaque État membre a été adoptée par le deuxième paquet énergie et les autorités de régulation du marché énergétique ont été établies dans les États membres. De nos jours encore les autorités de régulation du marché énergétique ne sont pas assez indépendantes des Gouvernements mais seulement de l'industrie énergétique.

Sous le deuxième paquet énergie, les pouvoirs des autorités de régulation du marché énergétique étaient assez faibles et limités à fixer les tarifs et résoudre les disputes provenant des allégations des comportements discriminatoires des acteurs du marché énergétique et la surveillance des activités des entreprises de réseaux.

Dans la communication de la Commission européenne<sup>751</sup> du 10 janvier 2007 sur la politique énergétique de l'Europe, il est souligné l'importance de la régulation efficace en citant que « *les niveaux de pouvoir et d'indépendance des régulateurs de l'énergie doivent être harmonisés sur la base du plus grand dénominateur commun et non du plus petit dans l'Union européenne. Ensuite, il faut leur donner la tâche de promouvoir non seulement le bon développement de leur marché national, mais aussi celui du marché intérieur de l'énergie* ».

Le 6 juin 2007 le Conseil des régulateurs européens de l'énergie a également supporté l'idée de renforcer l'indépendance des autorités de régulation nationales du marché énergétique au niveau national. La Commission européenne a publié le 22 janvier 2010 une note interprétative sur les autorités nationales qui explique l'approche de la Commission à ce propos. Dans cette note il a constaté que les autorités de régulation nationales en matière d'énergie n'ont pas assez de marge de manœuvre pour prendre d'une manière unilatérale des décisions. Dans la plupart des cas, comme en France, CRE ne peut pas décider des tarifs d'accès aux réseaux elle-même, mais conjointement avec le ministère à l'énergie.

Dans le deuxième paquet énergie, l'article 23 (1) de la directive 2003/54/CE prévoyait que « *Les États membres doivent désigner une ou plusieurs entités avec les activités des autorités compétentes* ». Par contre, le troisième paquet énergie dans son article 39 (1) prévoit que « *Chaque État membre doit désigner une seule autorité de régulation au niveau national* ». C'est ainsi qu'à partir de l'entrée en vigueur de la directive 2009/72/CE, chaque État membre doit avoir une seule autorité de régulation de l'énergie.

---

<sup>751</sup> La communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen – « Une politique de l'énergie pour l'Europe ».

À propos du principe de l'indépendance des autorités de régulation nationales prévu par le deuxième paquet énergie, il est exigé que les autorités de régulation soient indépendantes des industries énergétiques, mais pas des gouvernements. En conséquence, dans certains pays, le Ministère de l'énergie se comporte exactement en tant qu'autorité de la régulation de l'énergie. L'indépendance de l'autorité de régulation du gouvernement est aussi important de prévenir de protéger et de supporter les monopoles nationaux et de prévenir des décisions et des avis du gouvernement sur les tarifs de l'électricité.

Le troisième paquet énergie dans son considérant 34<sup>752</sup> prévoit que pour assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité les régulateurs de l'énergie doivent être en mesure de prendre des décisions concernant tous les aspects réglementaires pertinents et qu'ils disposent d'une indépendance totale par rapport aux autres intérêts publics ou privés de manière à ne pas empêcher le contrôle ni juridictionnel, ni parlementaire. Le fait que le budget de l'autorité de régulation soit approuvé par le législateur national ne fait aucun obstacle à l'autonomie budgétaire.

L'article 35 (4) souligne l'importance de l'indépendance de l'autorité de régulation. Selon cet article, Les États membres doivent garantir l'indépendance de l'autorité de régulation et l'indépendance de l'autorité de régulation et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente. À cet effet, les États membres veillent à ce que « a) l'autorité de régulation soit juridiquement distincte et fonctionnellement indépendante de toute autre entité publique ou privée; b) l'autorité de régulation veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion: i) agissent indépendamment de tout intérêt commercial; et ii) ne sollicitent ni n'acceptent d'instructions directes d'aucun Gouvernement ou autre entité publique ou privée dans l'exécution des tâches de régulation. Cette exigence est sans préjudice d'une étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées ou d'orientations générales édictées par le gouvernement qui ne concernent pas les missions et compétences de régulation visées à l'article 37 ».

---

<sup>752</sup> Le considérant (34) de la directive 2009/72/CE dispose que « Pour garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, il convient que les régulateurs de l'énergie soient en mesure de prendre des décisions concernant tous les aspects réglementaires pertinents et qu'ils disposent d'une indépendance totale par rapport aux autres intérêts publics ou privés. Ceci n'empêche ni l'exercice d'un contrôle juridictionnel, ni l'exercice d'un contrôle parlementaire conformément au droit constitutionnel des États membres. Par ailleurs, le fait que le budget du régulateur soit approuvé par le législateur national ne fait pas obstacle à l'autonomie budgétaire. Il convient que les dispositions relatives à l'autonomie de l'autorité de régulation en ce qui concerne la mise en œuvre du budget qui lui est alloué soient appliquées dans le cadre défini par la législation et la réglementation budgétaires nationales. Tout en contribuant par un système approprié de rotation à l'indépendance de l'autorité de régulation nationale à l'égard de tout intérêt économique ou politique, il convient que les États membres puissent tenir dûment compte de la disponibilité en ressources humaines et de la taille du conseil ».

L'indépendance juridique et fonctionnelle de l'autorité de la régulation des autres entités publiques et privées est *sine qua non* pour sa pure indépendance. Le personnel de l'autorité de régulation de l'énergie ne doit prendre aucune instruction d'autre entité et doit exercer ses fonctions de régulateur indépendamment de tout intérêt commercial.

En vue d'assurer l'indépendance de l'autorité de régulation dans les États membres, ces derniers veillent à ce que l'autorité de régulation de l'énergie puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique, bénéficie de crédits budgétaires annuels séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations. En outre, les membres du conseil de l'autorité de régulation ou, en l'absence d'un conseil, les cadres supérieurs de l'autorité de régulation doivent être nommés pour une période déterminée comprise entre cinq et sept ans maximum, renouvelable une fois.<sup>753</sup>

## **1. Les objectifs généraux de l'autorité de régulation de l'énergie**

L'autorité de régulation de l'énergie prend toutes les mesures raisonnables pour atteindre les objectifs suivants dans le cadre de ses missions et compétences en étroite concertation avec les autorités nationales concernées, y compris les autorités de concurrence.<sup>754</sup>

Le principal objectif des autorités de régulation de l'énergie est de créer un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable au sein de la Communauté européenne. Les autorités de régulation de l'énergie ne doivent pas seulement se concentrer sur leurs propres marchés de l'électricité nationaux, mais elles doivent aussi être en étroite coopération avec d'autres autorités de régulation pour aborder au marché intérieur de l'électricité au niveau européen. À cet effet, l'autorité de régulation a des responsabilités spécifiques pour développer des marchés régionaux compétitifs et fonctionnant convenablement au sein de la Communauté européenne pour éliminer les restrictions sur les transactions entre les États membres, y compris le développement des capacités de transport transfrontaliers et l'amélioration de l'intégration des marchés nationaux afin de faciliter les flux d'électricité à travers la Communauté européenne.

---

<sup>753</sup> L'article 35 (5) de la directive 2009/72/CE.

<sup>754</sup> L'article 36 de la directive 2009/72/CE.



L'opération effective et sûre des réseaux de l'électricité est aussi un des objectifs très importants des autorités de régulation de l'énergie. Dans ce but, les autorités de régulation doivent accorder les propres incitations aux opérateurs et clients des réseaux d'électricité. Les autorités de régulation doivent se concentrer sur le développement de la compétition effective et faciliter l'accès des nouveaux entrants aux réseaux. Elles suivent les politiques pour la protection environnementale, l'efficacité énergétique et l'intégration de la production de l'électricité à partir des ressources d'énergie renouvelables. Elles sont également chargées d'enlever tous les obstacles devant la production distribuée aux réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

Les objectifs généraux des autorités de régulation de l'énergie sont énumérés dans l'article 36 de la directive 2009/72/CE. Selon cette disposition, elles doivent promouvoir, en étroite collaboration avec l'agence, les autorités de régulation des autres États membres et la Commission, un marché intérieur de l'électricité concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement au sein de la Communauté, et une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et des fournisseurs de la Communauté, et garantir des conditions appropriées pour que les réseaux d'électricité fonctionnent de manière effective et fiable, en tenant compte d'objectifs à long terme.

Les autorités de régulation de l'énergie doivent développer des marchés régionaux concurrentiels et fonctionnant correctement au sein de la Communauté, en vue de la réalisation des objectifs visés et supprimer les entraves au commerce de l'électricité entre États membres, notamment en mettant en place des capacités de transport transfrontalier suffisantes pour répondre à la demande et renforcer l'intégration des marchés nationaux, ce qui devrait permettre à l'électricité de mieux circuler dans l'ensemble de la Communauté européenne.

Ensuite, les autorités de régulation de l'énergie doivent contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution et faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui

pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

En outre, les autorités de régulation de l'énergie doivent faire en sorte que les gestionnaires de réseau et les utilisateurs du réseau reçoivent des incitations suffisantes, tant à court terme qu'à long terme, pour améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché. Elles assurent que les clients bénéficient du fonctionnement efficace des marchés nationaux, promouvoient une concurrence effective et contribuent à garantir la protection des consommateurs et à assurer un service public et universel de grande qualité dans le secteur de la fourniture d'électricité, et à la protection des clients vulnérables et à la compatibilité des mécanismes nécessaires d'échange de données pour permettre aux clients de changer de fournisseur.

Enfin, les autorités de régulation de l'énergie doivent prendre toutes les mesures appropriées pour l'application de cette liste des objectifs. Cette liste d'objectifs ne crée aucune compétence, mais doit être poursuivie dans le cadre des devoirs et pouvoirs donnés aux autorités de régulation en vertu de l'article 37 de la directive 2009/72/CE. De même, les États membres sont libres d'accorder plus de pouvoirs à leurs autorités de régulation pour qu'elles puissent complètement exercer les objectifs énumérés dans l'article 36 de la directive 2009/72/CE.

## **2. Les missions et compétences de l'autorité de régulation de l'énergie**

Les missions et compétences des autorités de régulation qui devront se considérer en association avec leurs objectifs généraux sont énumérées par l'article 37 de la directive 2009/72/CE. En vertu de chaque législation nationale, les autorités de régulation de l'énergie doivent être accordées des compétences spécifiques afin d'exécuter leur missions. Les États membres sont libres d'attribuer les compétences additionnelles à leurs autorités de régulation de l'énergie.

Les deux principales compétences des autorités de régulation de l'énergie sont de fixer les tarifs de transport et de distribution et d'assurer la conformité des obligations des entreprises électriques. L'article 37 (1) (a) prévoit que les autorités de régulation assument les missions de fixer ou approuver les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul; d'assurer le respect, par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et les propriétaires des réseaux ainsi que par les entreprises d'électricité, des obligations qui leur

incombent et des autres dispositions législatives européennes applicables. Différemment à la directive 2003/54/CE, dans le troisième paquet énergie les autorités de régulation de l'énergie sont dotées d'un pouvoir de décision complet sur les tarifs d'accès sans nécessiter aucune approbation.

Les autorités de régulation de l'énergie endossent de coopérer sur les questions transfrontalières avec la ou les autorités de régulation des États membres concernés et avec l'ACER. Elles sont chargées de se conformer aux décisions juridiquement contraignantes de l'ACER et de la Commission européenne et les mettre en œuvre; de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions aux autorités compétentes des États membres, à l'ACER et à la Commission européenne, de faire en sorte qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de transport, de distribution et de fourniture. Elles peuvent surveiller les plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport et fournir, dans son rapport annuel, une analyse des plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport d'électricité du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.<sup>755</sup>

Cette analyse peut comprendre des recommandations en vue de modifier ces plans d'investissement; de veiller au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et évaluer leurs performances passées, et définir ou approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes; de surveiller le degré de transparence, y compris des prix de gros, et veiller au respect des obligations de transparence par les entreprises d'électricité et le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour les marchés de gros et de détail, y compris pour les bourses d'échange d'électricité, les prix facturés aux clients résidentiels, y compris les systèmes de paiement anticipé, les taux de changement de fournisseur, les taux de coupure, les redevances au titre des services de maintenance et l'exécution de ces services, et les plaintes des clients résidentiels, et surveiller les distorsions ou restrictions de concurrence éventuelles, en communiquant notamment toutes les informations utiles et en déférant les affaires qui le justifient aux autorités de la concurrence compétentes; et l'apparition de pratiques contractuelles restrictives, y compris des clauses d'exclusivité qui peuvent empêcher de grands clients non résidentiels de passer contrat simultanément avec plus d'un fournisseur, ou qui pourraient limiter leur choix en la matière,

---

<sup>755</sup> Visé à l'article 8, paragraphe 3, point b), du règlement no° 714/2009.

et, le cas échéant, informer les autorités nationales de concurrence de ces pratiques; et respecter la liberté contractuelle en matière de contrats de fourniture interruptible et de contrats à long terme<sup>756</sup> dès lors qu'ils sont compatibles avec le droit européen et conformes aux politiques européennes; et de surveiller le temps pris par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations; de contribuer à garantir, en collaboration avec d'autres autorités compétentes, l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs, et publier, une fois par an au moins, des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec l'article 3, et les transmettre, le cas échéant, aux autorités de concurrence; de garantir l'accès aux données de consommation des clients, la mise à disposition, en vue d'une utilisation facultative, d'une méthode facilement compréhensible de présentation harmonisée au niveau national des données de consommation et l'accès rapide de tous les consommateurs à ces données; de surveiller la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités des gestionnaires de réseau de transport, des gestionnaires de réseau de distribution, des fournisseurs, des clients et autres acteurs du marché conformément au règlement n° 714/2009 et les investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement; la coopération technique entre les gestionnaires de réseau de transport de la Communauté et des pays tiers; de surveiller la mise en œuvre des mesures de sauvegarde et de contribuer à la compatibilité des mécanismes d'échange de données relatives aux principales opérations de marché sur le plan régional.

Lorsqu'un État membre le prévoit, les missions de surveillance et de contrôle peuvent être exécutées par des autorités autres que l'autorité de régulation. Dans ce cas, les informations recueillies à la suite de ces missions sont communiquées dans les meilleurs délais à l'autorité de régulation de l'énergie. Tout en préservant leur indépendance, sans préjudice des compétences qui leur sont propres et en conformité avec les principes visant à mieux légiférer, l'autorité de régulation consulte, le cas échéant, les gestionnaires de réseau de transport et, si besoin est, coopère étroitement avec les autres autorités nationales concernées dans l'exécution des missions.

---

<sup>756</sup> ROGGENKAMP M., *EU Energy Law in Europe*, Oxford University, Press, 2<sup>nd</sup> éd. 2007, pp. 260 - 262. Pour une analyse de la compatibilité avec le droit de la concurrence des contrats de fourniture à longue durée dans le secteur du gaz, et plus précisément en ce qui concerne la position de la Commission et de Gazprom en la matière. V. K. TALUS, *Long-term gas agreements and security of supply between law and politics in ELR*. 32/2007, pp. 535 - 548.

Toute approbation donnée par une autorité de régulation de l'énergie ou par l'agence est sans préjudice des compétences que l'autorité de régulation pourrait dûment exercer de toute sanction infligée par d'autres autorités compétentes ou la Commission. Lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné, selon l'article 37 (3) l'autorité de régulation surveille le respect, par le propriétaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau indépendant, de leurs obligations et prend des sanctions en cas de non-respect et les relations et les communications entre le gestionnaire de réseau indépendant et le propriétaire de réseau de transport de manière à s'assurer que le gestionnaire de réseau indépendant se conforme à ses obligations, et en particulier approuve les contrats et agit en tant qu'autorité de règlement des litiges entre le gestionnaire de réseau indépendant et le propriétaire de réseau de transport à la suite de toute plainte présentée par l'une des parties; approuve la planification des investissements et le plan de développement pluriannuel du réseau présentés annuellement par le gestionnaire de réseau indépendant; fait en sorte que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci, pour autant qu'ils soient engagés d'une manière économiquement rationnelle; a le pouvoir de procéder à des inspections, y compris inopinées dans les locaux du propriétaire du réseau de transport et du gestionnaire de réseau indépendant; et surveille l'utilisation des redevances provenant de la gestion des congestions aux interconnexions collectées par le gestionnaire de réseau indépendant.

Dans le but que les autorités de régulation puissent disposer des pouvoirs nécessaires afin d'exercer leurs missions d'un manière efficace, elles doivent se confier les compétences de prendre des décisions contraignantes à l'égard des entreprises d'électricité; de procéder à des enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité, arrêter et imposer les mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et d'assurer le bon fonctionnement du marché. L'autorité de régulation de l'énergie a aussi compétence pour coopérer avec l'autorité nationale de la concurrence et les régulateurs des marchés financiers ou la Commission dans le cadre d'une enquête concernant le droit de la concurrence; d'exiger des entreprises d'électricité toute information nécessaire à l'exécution de ses tâches, y compris la justification de tout refus de donner accès à un tiers, et toute information sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau; d'infliger des sanctions effectives, proportionnées et dissuasives à l'encontre des entreprises d'électricité qui ne respectent pas les obligations qui leur incombent ou des décisions juridiquement contraignantes applicables

de l'autorité de régulation ou de l'agence, ou proposer qu'une juridiction compétente inflige de telles sanctions. Ceci comprend le pouvoir d'infliger ou de proposer d'infliger au gestionnaire de réseau de transport ou à l'entreprise verticalement intégrée, selon le cas, des sanctions allant jusqu'à 10 % du chiffre d'affaires annuel du gestionnaire de réseau de transport ou de l'entreprise verticalement intégrée, pour non-respect des obligations qui leur incombent et des pouvoirs d'instruction nécessaires pour le règlement des litiges.

Les autorités de régulation de l'énergie sont également dotées des missions énumérées dans l'article 37 (5) d'infliger des sanctions pour comportement discriminatoire en faveur de l'entreprise verticalement intégrée; de surveiller les communications entre le gestionnaire de réseau de transport et l'entreprise verticalement intégrée pour s'assurer que ledit gestionnaire remplit ses obligations; d'agir en tant qu'autorité de règlement des litiges entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport et surveiller les relations commerciales et financières, y compris les prêts, entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport; approuver toutes les conventions commerciales et financières entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport à la condition qu'elles respectent les conditions du marché; demander des justifications à l'entreprise verticalement intégrée lorsqu'elle est saisie par le cadre chargé du respect des engagements.

De telles justifications comprennent, notamment, des éléments de preuve démontrant qu'il n'y a eu aucun comportement discriminatoire tendant à avantager l'entreprise verticalement intégrée; effectuer des inspections, y compris des inspections inopinées, dans les locaux de l'entreprise verticalement intégrée et du gestionnaire de réseau de transport; et assigner toutes les tâches ou certaines tâches du gestionnaire de réseau de transport à un gestionnaire de réseau indépendant désigné en cas de non-respect persistant par le gestionnaire de réseau de transport, plus particulièrement en cas de comportement discriminatoire répété au bénéfice de l'entreprise verticalement intégrée.

En outre, les autorités de régulation de l'énergie se chargent de fixer ou d'approuver au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux, les conditions de la prestation de services d'ajustement, qui sont assurées de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du

réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'ajustement sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs ; et l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'ajustement, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.<sup>757</sup>

Les autorités de régulation de l'énergie surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux d'électricité, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. À cet effet, les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'attribution de capacités, aux autorités de régulation nationales. Les autorités de régulation nationales peuvent demander la modification de ces règles.<sup>758</sup>

Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions, y compris les tarifs ou les méthodes visés au présent article, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire. En cas de retard dans l'établissement des tarifs de transport et de distribution, les autorités de régulation sont habilitées à fixer ou approuver provisoirement des tarifs de transport et de distribution ou des méthodes de calcul et à arrêter des mesures compensatoires appropriées si les tarifs ou méthodes finales de transport et de distribution s'écartent de ces tarifs ou méthodes provisoires.<sup>759</sup>

Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution d'électricité en ce qui concerne les obligations imposées audit gestionnaire par la directive 2009/72/CE peut s'adresser à l'autorité de régulation de l'énergie qui, agissant en tant qu'autorité de règlement du litige, prend une décision dans un délai de deux mois après la réception de la plainte. Ce délai peut être prolongé de deux mois lorsque l'autorité de régulation demande des informations complémentaires. Une nouvelle prolongation de ce délai

---

<sup>757</sup> L'article 37 (8) de la directive 2009/72/CE.

<sup>758</sup> L'article 37 (9) de la directive 2009/72/CE.

<sup>759</sup> L'article 37 (10) de la directive 2009/72/CE.

est possible moyennant l'accord du plaignant. La décision de l'autorité de régulation de l'énergie est contraignante pour autant qu'elle ne soit pas annulée à la suite d'un recours.

Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodes prises, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation, concernant les tarifs ou méthodes proposés, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.<sup>760</sup>

Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur.

Les États membres veillent à ce que les mesures appropriées soient prises, y compris, conformément à leur législation nationale, l'ouverture d'une procédure administrative ou pénale contre les personnes physiques ou morales responsables, lorsqu'il est établi que les règles de confidentialité. Les autorités de régulation motivent et justifient pleinement leurs décisions afin de permettre un contrôle juridictionnel. Les décisions sont rendues publiques tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles. Les États membres veillent également à ce que des mécanismes appropriés, à l'échelon national, permettent à une partie lésée par une décision d'une autorité de régulation de l'énergie d'exercer un recours auprès d'un organisme indépendant des parties concernées et de tout gouvernement.

---

<sup>760</sup> L'article 37 (12) de la directive 2009/72/CE.



## SECTION 2.

### LES RÈGLEMENTS

#### SOUS LE RÉGIME DU TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE

Sous cette section, nous évoquerons les règlements n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (§ 1) et n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (§ 2).<sup>761</sup>

#### **§ 1. Le règlement n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie**

Sous le régime du troisième paquet énergie, les États membres devraient coopérer étroitement et supprimer les obstacles aux échanges transfrontaliers d'électricité et de gaz naturel en vue de réaliser les objectifs de la politique énergétique européenne. Une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER »<sup>762</sup>) devrait être instituée pour combler le vide réglementaire au niveau européen et pour contribuer au fonctionnement efficace des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel. L'agence devrait également permettre aux autorités de régulation nationales de renforcer leur coopération au niveau européen et de participer, sur une base commune, à l'exercice de fonctions réglementaires effectuées dans les États membres et à coordonner leur action dans la dimension européenne.

#### **A. Les lignes directrices du règlement n° 713/2009**

Le règlement n° 713/2009 a pour but d'instituer ACER ayant pour but d'aider les autorités de régulation<sup>763</sup> à exercer les tâches réglementaires effectuées dans les États membres et à coordonner leur action dans les cas nécessaires. Elle émet des avis concernant toutes les questions relatives au domaine des régulateurs de l'énergie, elle participe à la création des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et elle peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières y compris des dérogations à certaines dispositions de la réglementation applicable.

#### **1. L'établissement et statut juridique d'ACER**

---

<sup>761</sup> Le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (abrogeant le règlement n° 1775/2005) sera analysé sous la partie consacré au marché gazier de ce travail.

<sup>762</sup> <http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx> (consulté le 2 décembre 2013).

<sup>763</sup> Les autorités de régulation visées à l'article 35 de la directive 2009/72/CE et à l'article 39 de la directive 2009/73/CE.

ACER est une institution européenne dotée de la personnalité juridique et jouit de la capacité juridique la plus étendue accordée aux personnes morales en droit national dans chaque État membre. Elle se compose d'un conseil d'administration, d'un conseil des régulateurs et d'un directeur et d'une commission de recours.<sup>764</sup>

Les types d'actes établis par ACER ont été énumérés dans l'article 4 du règlement n° 713/2009 comme des avis et des recommandations destinés aux gestionnaires de réseau de transport, des avis et des recommandations destinés aux autorités de régulation, des avis et des recommandations destinés au Parlement européen, au Conseil ou à la Commission, prend des décisions individuelles dans les cas particuliers et soumet à la Commission des orientations-cadres non contraignantes conformément à l'article 6 du règlement n° 714/2009 et à l'article 6 du règlement n° 715/2009.

La structure d'ACER devrait être adaptée aux besoins particuliers de la régulation de l'énergie. Il convient notamment de prendre en compte le rôle spécifique des autorités de régulation nationales et de garantir leur indépendance.<sup>765</sup>

## **2. Les tâches d'ACER**

À la demande du Parlement européen, du Conseil ou de la Commission ou de sa propre initiative, ACER peut émettre un avis ou une recommandation à l'intention du Parlement européen du Conseil et de la Commission, sur toutes les questions relatives à l'objet pour lequel elle a été instituée.

Les tâches principales d'ACER peuvent se grouper en trois parties : tâches concernant la coopération des gestionnaires de réseau de transport, les autorités de régulation nationales et les modalités et conditions d'accès et de sécurité d'exploitation applicables aux infrastructures transfrontalières.

### **a. Les tâches concernant la coopération des gestionnaires de réseau de transport**

En ce qui concerne la coopération des gestionnaires de réseau de transport, ACER émet un avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport ( « REGRT » ) pour l'électricité<sup>766</sup> et

---

<sup>764</sup> SIMM Marion, *The interface between Energy, Environment and Competition Rules of the European Union*, 2011, p. 4.

<sup>765</sup> Le considérant 16 du règlement n° 713/2009.

<sup>766</sup> Conformément à l'article 5, paragraphe 2, du règlement n° 714/2009.

sur ceux du REGRT pour le gaz<sup>767</sup>, et surveille l'exécution des tâches du REGRT pour l'électricité et pour le gaz.

ACER participe également au développement de codes de réseau, élabore, soumet à la Commission un projet de code de réseau, peut en recommander l'adoption, surveille et analyse la mise en œuvre des codes de réseau et des orientations et lignes directrices adoptées par la Commission. Elle surveille les progrès réalisés concernant la mise en œuvre des projets visant à créer de nouvelles capacités d'interconnexion et des plans de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté. Elle supervise la coopération régionale entre gestionnaires de réseau de transport.

#### **b. Les tâches concernant les autorités de régulation nationales**

ACER arrête des décisions individuelles sur des questions techniques si ces décisions sont prévues dans la directive 2009/72/CE, la directive 2009/73/CE, le règlement n° 714/2009 ou le règlement n° 715/2009. ACER peut formuler des recommandations afin d'aider les autorités de régulation et les acteurs économiques à échanger des bonnes pratiques et fournit un cadre dans lequel les autorités de régulation nationales peuvent coopérer. Elle promeut la coopération entre les autorités nationales de régulation et entre les autorités de régulation aux niveaux régional et européen.

En ce qui concerne les infrastructures transfrontalières, ACER arrête les modalités et les conditions d'accès et de sécurité d'exploitation applicables à l'infrastructure électrique et gazière reliant ou pouvant relier au moins deux États membres.

#### **c. Les tâches concernant les modalités et conditions d'accès et de sécurité d'exploitation applicables aux infrastructures transfrontalières**

Les modalités et conditions d'accès applicables aux infrastructures transfrontalières sont les procédures pour la répartition des capacités, l'échéancier de répartition, le partage des recettes de la congestion et la perception de droits auprès des utilisateurs de l'infrastructure. Pour les infrastructures transfrontalières, ACER statue sur les questions de réglementation relevant de la compétence des autorités de régulation nationales, les modalités et les conditions d'accès et de sécurité d'exploitation si les autorités de régulation nationales compétentes ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à partir de la date à laquelle le problème a été porté à la connaissance de la dernière de ces autorités ou à la

---

<sup>767</sup> Conformément à l'article 5, paragraphe 2, du règlement n° 715/2009.

demande conjointe des autorités de régulation nationales compétentes. Les autorités de régulation nationales compétentes peuvent demander conjointement que la période soit prolongée d'une période de six mois maximum.

Lorsqu'ACER prépare sa décision, l'agence consulte les autorités de régulation nationales et les gestionnaires de réseau de transport concernés et reçoit des informations sur les propositions et observations de tous les gestionnaires de réseau de transport concernés.

ACER peut prendre une décision sur des dérogations comme prévu à l'article 17 § 5 du règlement n° 714/2009 et à l'article 36 § 4 de la directive 2009/73/CE si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre.

## **B. L'organisation d'ACER**

Les articles 12 - 17 du règlement n° 713/2009 pose des dispositions sur l'organisation d'ACER qui se compose, d'une manière essentielle, du conseil d'administration, du conseil des régulateurs et du directeur.

### **1. Le conseil d'administration**

Aux termes des articles 12 et 13 du règlement n° 713/2009, le conseil d'administration d'ACER comprend neuf membres dont chacun dispose d'un suppléant. Deux membres et leurs suppléants sont désignés par la Commission, deux membres et leurs suppléants sont désignés par le Parlement européen et cinq membres et leurs suppléants sont désignés par le Conseil. Aucun député au Parlement européen ne peut être membre du conseil d'administration. Le mandat des membres du conseil d'administration et de leurs suppléants est de quatre ans, renouvelable une fois. Pour le premier mandat, le mandat de la moitié des membres du conseil d'administration et de leurs suppléants est porté à six ans. Un membre du conseil d'administration ne peut être membre du conseil des régulateurs.

Les membres du conseil d'administration s'engagent à agir objectivement au service de l'intérêt public et dans un esprit d'indépendance, sans solliciter ni suivre aucune instruction politique. Chaque membre fait à cette fin une déclaration écrite d'engagement ainsi qu'une déclaration écrite d'intérêt qui indique soit l'absence de tout intérêt qui pourrait être considéré comme préjudiciable à son indépendance, soit tout intérêt direct ou indirect qui pourrait être considéré comme préjudiciable à son indépendance.

Quant aux tâches du conseil d'administration, après avoir consulté le conseil des régulateurs et obtenu son avis favorable, le conseil d'administration désigne le directeur et formellement les membres du conseil des régulateurs et de la commission de recours.

En outre, le conseil d'administration veille à ce que l'agence accomplisse la mission et exécute les tâches qui lui sont confiées. Le conseil d'administration adopte un programme pluriannuel. Cette révision se fonde sur un rapport d'évaluation élaboré par un expert externe indépendant, à la demande du conseil d'administration.

Le conseil d'administration exerce ses compétences budgétaires. Le conseil d'administration décide, après avoir obtenu l'accord de la Commission, de l'acceptation de tous legs, dons ou subventions provenant d'autres sources communautaires, ou de toute contribution volontaire des États membres ou des autorités de régulation. Le conseil d'administration arrête la politique de l'agence en matière de personnel et son règlement intérieur.

## **2. Le conseil des régulateurs**

Le conseil des régulateurs comprend des représentants de haut niveau des autorités de régulation et un suppléant par État membre désigné parmi les cadres supérieurs en fonction au sein de ces autorités et un représentant de la Commission ne prenant pas part au vote. Un seul représentant par État membre de l'autorité de régulation nationale peut être admis à siéger au conseil des régulateurs. Le conseil des régulateurs élit un président et un vice-président parmi ses membres.

Le conseil des régulateurs adopte et publie son règlement intérieur, qui fixe les modalités précises du vote, notamment les conditions sur la base desquelles un membre peut agir au nom d'un autre membre ainsi que les règles en matière de quorum. Le règlement intérieur peut prévoir des méthodes de travail spécifiques pour l'examen de questions survenant dans le cadre d'initiatives de coopération régionale. Dans l'exécution des tâches qui lui sont conférées, le conseil des régulateurs agit en toute indépendance et ne sollicite ni ne suit aucune instruction d'aucun gouvernement d'un État membre, de la Commission ni d'aucune autre entité publique ou privée.

En ce qui concerne les tâches du conseil des régulateurs, le conseil des régulateurs émet un avis, à l'intention du directeur, concernant les avis, recommandations et décisions.

De plus, le conseil des régulateurs, dans son domaine de compétence, donne des indications au directeur concernant l'exécution des tâches de ce dernier.

Le conseil des régulateurs émet un avis à l'intention du conseil d'administration sur le candidat à nommer directeur. Le conseil des régulateurs approuve le programme de travail de l'agence pour l'année suivante et le soumet au conseil d'administration pour adaptation.

### **3. Le directeur d'ACER**

L'agence est gérée par son directeur. Sans préjudice des rôles respectifs du conseil d'administration et du conseil des régulateurs à l'égard de ses tâches, le directeur ne sollicite ni ne suit aucune instruction d'aucun gouvernement, de la Commission ou de toute autre entité publique ou privée.

Le directeur est désigné par le conseil d'administration après avis favorable du conseil des régulateurs, en fonction de son mérite ainsi que de ses compétences et de son expérience pertinente dans le secteur de l'énergie, sur la base d'une liste d'au moins trois candidats proposée par la Commission après appel public à manifestation d'intérêt.

La durée du mandat du directeur est de cinq ans. Dans les neuf mois précédant le terme de ce mandat, la Commission procède à une évaluation. Le conseil d'administration, statuant sur proposition de la Commission, après avoir pris connaissance de l'évaluation ainsi que de l'avis du conseil des régulateurs concernant cette évaluation et leur avoir accordé la plus grande attention, et dans les seuls cas où les fonctions et exigences de l'agence peuvent le justifier, peut prolonger le mandat du directeur une seule fois pour une durée maximale de trois ans.

Le conseil d'administration informe le Parlement européen de son intention de prolonger le mandat du directeur. Dans le mois précédant la prolongation de son mandat, le directeur peut être invité à faire une déclaration devant la commission compétente du Parlement et à répondre aux questions posées par les membres de cette dernière.

À propos des tâches du directeur, le directeur assure la représentation de l'agence et il est chargé de sa gestion. Le directeur prépare les travaux du conseil d'administration. Il participe, sans droit de vote, aux travaux du conseil d'administration.

Le directeur arrête les avis, recommandations et décisions, est responsable de la mise en œuvre du programme de travail annuel de l'agence selon les indications du conseil des régulateurs et sous le contrôle administratif du conseil d'administration.

Le directeur prend les mesures nécessaires, notamment concernant l'adoption d'instructions administratives internes et la publication d'avis, pour assurer le fonctionnement de l'agence conformément au présent règlement. Chaque année, le directeur élabore un projet de programme de travail de l'agence pour l'année suivante et un avant-projet de budget de l'agence. Tous les ans, le directeur élabore un projet de rapport annuel qui comporte une partie distincte relative aux activités réglementaires de l'agence et une partie concernant les questions financières et administratives.

## **§ 2. Le règlement n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité**

Aux termes de l'article du règlement n° 714/2009, ce dernier vise à établir des règles équitables pour les échanges transfrontaliers d'électricité afin d'améliorer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité, en tenant compte des particularités des marchés nationaux et régionaux. Ceci impliquera la création d'un mécanisme de compensation pour les flux transfrontaliers d'électricité et l'institution de principes harmonisés concernant les redevances de transport transfrontalier et l'attribution des capacités disponibles d'interconnexion entre les réseaux de transport nationaux. Il a également l'intention de faciliter l'émergence d'un marché de gros qui soit transparent, qui fonctionne bien et qui présente un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en électricité. Il prévoit des mécanismes pour harmoniser ces règles en matière d'échanges transfrontaliers d'électricité. Les provisions du règlement n° 714/2009<sup>768</sup> répètent plusieurs fois les principes essentiels de la directive 2009/72/CE énumérés dans le considérant 32 comme le principe de la non-discrimination et la transparence des tarifs.

### **A. Les lignes directrices du règlement n° 714/2009**

#### **1. La tarification de l'électricité**

Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau sont élaborées par l'article 14 de la directive 2009/72/CE. Elles sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés

---

<sup>768</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:FR:PDF> (consulté le 15 novembre 2013).

dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire. Ces redevances ne sont pas fonction de la distance.

Le niveau des tarifs appliqués aux producteurs et/ou aux consommateurs intègre des signaux de localisation au niveau européen et prend en considération les pertes de réseaux et la congestion causées, ainsi que les coûts d'investissement relatifs aux infrastructures. Lors de la fixation des redevances d'accès aux réseaux, les paiements et les recettes résultant du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau et les paiements effectivement réalisés et reçus, ainsi que les paiements attendus pour les périodes futures, estimés sur la base des périodes passées sont pris en considération la fixation des redevances d'accès aux réseaux au titre du présent article ne fait pas obstacle au paiement de redevances à l'exportation déclarée ou à l'importation déclarée résultant de la gestion de la congestion. En outre, il n'y a aucune redevance de réseau spécifique sur les différentes transactions pour les transits déclarés d'électricité.

Les tarifs du transport et de la distribution dans un système ne peuvent pas être liés à la distance. C'est ainsi que chaque opérateur du système a besoin d'opérer sur la base soit du système de tarif de poste-timbre ou du modèle de la forme « *entrée-sortie* ». L'harmonisation des tarifs et les signaux localisés doivent être compris conformément aux besoins de la pratique. Dans le système d'électricité dans un État membre ou dans la totalité du réseau UCTE, il existe certaines zones de production et de consommation. Les déséquilibres suscitent les flux d'électricité sur les distances longues et causent les coûts de réseaux à cause des pertes d'énergie et de la nécessité de la construction de réseaux additionnels.<sup>769</sup>

L'article 13 du règlement sur le mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport détermine dans quelles conditions les gestionnaires de réseau de transport d'électricité ont le droit de recevoir la compensation.<sup>770</sup> Les gestionnaires de réseau de transport reçoivent une compensation pour les coûts engendrés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leur réseau. Cette compensation est payée par les gestionnaires du réseau national de transport d'où proviennent les flux transfrontaliers et du réseau où ces flux aboutissent. Les indemnités sont effectuées de façon régulière par

---

<sup>769</sup> Au niveau européen, il existe le surplus production en France basé notamment la production d'électricité à partir des centraux nucléaires.

<sup>770</sup> MERLIN André, La sûreté du réseau de transport d'électricité et l'ouverture des marchés, Revue de l'Énergie, n° 552, décembre 2003, p. 5.



rapport à une période donnée dans le passé. Le cas échéant, la compensation payée fait l'objet d'ajustements ex post pour refléter les coûts effectivement supportés.

La Commission européenne détermine les montants des indemnités dues. Cette mesure, qui vise à modifier des éléments non essentiels du règlement n° 714/2009 en le complétant, est arrêtée en conformité avec la procédure de réglementation. L'ampleur des flux transfrontaliers accueillis et celle des flux transfrontaliers considérés comme provenant des réseaux nationaux de transport et/ou y aboutissant sont déterminées sur la base des flux physiques d'électricité effectivement mesurés sur une période donnée.

Les coûts engendrés par l'accueil de flux transfrontaliers sont établis sur la base des coûts prévisionnels marginaux moyens à long terme, compte tenu des pertes, des investissements dans de nouvelles infrastructures et d'une part appropriée du coût des infrastructures existantes, dans la mesure où ces infrastructures sont utilisées pour le transport de flux transfrontaliers, en tenant compte en particulier de la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement. Des méthodes classiques et reconnues de calcul des coûts sont utilisées pour déterminer les coûts engendrés. Les bénéfices découlant de l'accueil de flux transfrontaliers par un réseau sont pris en considération pour réduire les compensations reçues.

## **B. La gestion de la congestion**

Il est bien évident qu'afin de créer un marché intérieur de l'électricité, il faut avoir les capacités d'interconnexion entre les zones de contrôle au niveau européen. À l'heure actuelle, la capacité appropriée n'existe pas entre la plupart des zones électriques et les interconnexions d'électricité sont congestionnées avec des prix différents entre les pays voisins européens.<sup>771</sup>

Les principes généraux de gestion de la congestion sont élaborés dans l'article 16 du règlement 714/2009. Afin de résoudre les problèmes de congestion du réseau d'électricité, il faut appliquer des méthodes non transactionnelles<sup>772</sup> et non-discriminatoires basées sur les conditions du marché concerné. Ces solutions doivent donner des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés.

Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le

---

<sup>771</sup> DG Competition report on energy sector inquiry SEC (2006) 1724, 10 January 2007, p. 170 - 173.

<sup>772</sup> C'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.

redéploiement (« *redispatching* ») ou les échanges de contrepartie (« *counter trading* ») ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire.

La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. Les acteurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non les capacités attribuées. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

L'annexe I du règlement n° 714/2009 sur les orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux traite des méthodes de gestion de la congestion dans son article 2. Les articles 2 (5) et 2 (11) élaborent spécifiquement la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport. Selon l'article 2 (5) du règlement, « *Les droits d'accès pour les attributions à long et à moyen terme sont des droits d'utilisation de capacités de transport fermes. Ils sont soumis aux principes de l'obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive ("use-it or lose-it") ou de vente ("use-it or sell-it") au moment de la réservation* ». Quant à l'article 2 (11), il dispose que « *Les acteurs du marché communiquent aux GRT leurs demandes fermes de réservation de capacités avant une date définie pour chaque échéance. La date est fixée de manière à permettre aux GRT de réaffecter les capacités inutilisées dans l'optique d'une nouvelle attribution lors de l'échéance suivante, y compris les sessions intrajournalières* ».

Les gestionnaires de réseau de transport d'électricité compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. Afin d'assurer la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées. Aux fins de garantir la disponibilité réelle des capacités attribuées et de maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion via les investissements dans le réseau, en particulier dans les nouvelles interconnexions. En vue de servir de recettes qui ne peuvent pas utiliser d'une manière efficace, elles peuvent être utilisées lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs d'accès au réseau et de la fixation de ces tarifs.

La capacité de l'interconnexion congestionnée peut être attribuée dans différentes formes. Les contraintes de réservation de capacité à long terme et les obligations du service public sont deux contraintes principales.

Il existe quatre méthodes de la gestion des congestions. Elles sont premier arrivé - premier servi, prorata, la vente aux enchères explicites et la vente aux enchères implicites. Selon la première méthode première arrivée - première servie, l'opérateur du système de transport d'électricité attribue la capacité selon les dates auxquelles la demande est arrivée. Les applicants reçoivent toutes les capacités demandées jusqu'à ce que la capacité disponible soit prise. Selon la méthode prorata, tous les applicants pour la capacité réservée selon la période définie et publiée sont ajoutés, et puis chaque demande est calculée selon le taux d'inscription.

La vente aux enchères explicites peut être organisée par l'opérateur du système de transport d'électricité. Cette méthode est basée sur une organisation objective, non discriminatoire et transparente. Quant à la vente aux enchères implicites, il existe dans une zone voisine de contrôle de deux échanges d'électricité, toute capacité d'interconnexion ou seulement une partie peut être disponible aux échanges et évite la nécessité de s'adresser aux procédures « *use-it-or-lose-it* ».

La ligne directive permet de pratiquer les moyens de vente aux enchères explicite et implicite et la capacité doit être attribuée à celui qui propose le plus haut niveau de prix d'enchère. L'harmonisation des structures de tarifs est chargée sur les producteurs et consommateurs. Les tarifs de production et de charge sont les principales ressources des opérateurs de système de transport. Ces deux tarifs doivent être harmonisés à l'échelle européenne comme prévu dans le Forum de Florence. Les tarifs de transport se calculent sur la base de la production, de la consommation ou des deux, mais finalement ce sont toujours les consommateurs qui supportent directement ou indirectement tous les coûts.

En outre, l'article 18 (2) du règlement n° 714/2009 dispose que « *Les orientations peuvent aussi déterminer les règles applicables en vue d'une harmonisation progressive des principes qui sous-tendent la fixation des redevances appliquées aux producteurs et aux consommateurs (charge) en vertu des systèmes tarifaires nationaux, y compris la prise en compte du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport dans les redevances d'utilisation des réseaux nationaux et la fourniture de signaux de localisation appropriés et efficaces, conformément aux principes établis à l'article 14.*

*Les orientations prévoient des signaux de localisation harmonisés, appropriés et efficaces au niveau européen. Aucune de ces harmonisations n'empêche les États membres d'appliquer des mécanismes visant à ce que les redevances d'accès aux réseaux payées par les consommateurs (charge) soient comparables sur l'ensemble de leur territoire ».*

À propos de l'information, afin d'assurer le bon fonctionnement et la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion, il est important de mettre en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination.<sup>773</sup> Aux fins de garantir la structure transparente de la gestion de la congestion, les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Selon l'article 15 (2) du règlement n° 714/2009 pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau d'électricité les informations publiées comprennent un plan général qui est soumis à l'approbation de l'autorité de régulation de l'énergie.

De plus, l'article 15 (3) du règlement n° 714/2009 attribue aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité la mission de publier des estimations des capacités de transport disponibles pour chaque jour, en indiquant les capacités disponibles déjà réservées. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue des capacités disponibles. De même, les acteurs du marché concernés fournissent les données pertinentes aux gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

---

<sup>773</sup> L'article 15 du règlement n° 714/2009 sur l'information dispose que « 1. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.

2. Les normes de planification, d'exploitation

et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.

3. Les gestionnaires de réseau de transport publient des estimations des capacités de transport disponibles pour chaque jour, en indiquant les capacités disponibles déjà réservées. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue des capacités disponibles.

4. Les gestionnaires de réseau de transport publient les données pertinentes sur les prévisions agrégées et la demande réelle, sur la disponibilité et l'utilisation réelle des moyens de production et de charge, sur la disponibilité et l'utilisation des réseaux et des interconnexions et sur l'ajustement et les capacités de réserve. En ce qui concerne la disponibilité et l'utilisation réelle des unités de production et de charge de petite taille, des estimations agrégées peuvent être utilisées.

5. Les acteurs du marché concernés fournissent les données pertinentes aux gestionnaires de réseau de transport.

6. Les entreprises de production d'électricité qui possèdent ou exploitent des infrastructures de production, dont l'une au moins a une puissance installée de 250 MW ou plus, gardent, pendant cinq ans, à la disposition de l'autorité de régulation nationale, de l'autorité nationale de concurrence et de la Commission, toutes les données, heure par heure et centrale par centrale, nécessaires pour vérifier toutes les décisions opérationnelles de répartition et les comportements sur les bourses d'échange de l'électricité, les enchères de capacités d'interconnexion, les marchés de puissance de réserve et les marchés de gré à gré. Les informations heure par heure et centrale par centrale à conserver comprennent au moins des données sur les capacités de production disponibles et les réserves affectées, y compris l'attribution de ces réserves affectées centrale par centrale, au moment où les enchères sont effectuées et où la production a lieu ».

## **B. Les exemptions et les modalités d'accès des tiers aux interconnexions**

### **1. La possibilité d'exemption des nouvelles interconnexions à l'obligation de séparation patrimoniale**

Sous le régime du deuxième paquet énergie, les gestionnaires de réseaux de transport devaient respecter des obligations en matière d'indépendance de forme juridique, d'organisation et de prise de décision vis-à-vis d'entreprises engagées dans une activité de production ou de fourniture d'électricité. En France, pour obtenir une telle dérogation, toutes les sociétés pouvaient ainsi s'engager dans un projet de construction et d'exploitation d'une nouvelle interconnexion.

L'article 7 du règlement n° 1228/2003 prévoyait que les autorités de régulation nationales pouvaient partiellement ou totalement exempter de nouvelles interconnexions électriques d'obligations en termes de droit d'accès des tiers, d'allocation des recettes tirées de l'utilisation des capacités d'interconnexion et de tarification de l'accès à l'infrastructure.

Le troisième paquet énergie, à ces trois possibilités d'exemption, l'article 17 du règlement n° 714/2009 du troisième paquet énergie, qui reprend les éléments essentiels de l'article 7 du règlement n° 1228/2003, en ajoute une nouvelle : l'exemption à l'article 9 de la directive 2009/72/CE, c'est-à-dire à la séparation patrimoniale des gestionnaires de nouvelles interconnexions vis-à-vis d'entreprises engagées dans des activités de production ou de fourniture d'électricité. L'article 17 du règlement n° 714/2009 prévoit également une évolution de la procédure de dérogation telle qu'exposée dans l'article 7 du règlement n° 1228/2003, notamment en y intégrant ACER, instituée par le règlement n° 713/2009.<sup>774</sup>

### **2. Les modalités d'accès des tiers aux nouvelles interconnexions**

L'article 6 du règlement n° 714/2009 détermine la procédure d'élaboration de codes de réseau, qui visent notamment à déterminer de manière précise la façon dont sont gérées les congestions aux interconnexions et dont sont réparties les capacités d'interconnexion offertes par les mêmes ouvrages. L'établissement de codes de réseau est nécessaire pour résoudre des questions transfrontalières ayant trait au réseau et à l'intégration du marché. Les codes de réseau visent un niveau d'harmonisation supérieur à celui décrit dans le deuxième paquet

---

<sup>774</sup> La consultation publique de la CRE publiée le 26 juillet 2011.

énergie, notamment en ce qui concerne les nouvelles interconnexions, dans le domaine d'allocation de capacités et de gestion de congestion.<sup>775</sup>

---

<sup>775</sup> Ces nouvelles mesures conduisent la CRE à mettre à jour les orientations contenues dans sa délibération du 30 septembre 2010 portant communication sur l'application de l'article 7 du règlement n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées.

## CHAPITRE II

### LES EFFETS JURIDIQUES DU TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE

#### SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE EN FRANCE

La politique énergétique de la France vise à garantir la sécurité d’approvisionnement, à contribuer à la compétitivité économique du territoire, à préserver l’environnement et à assurer à chacun un accès à l’énergie. Afin d’assurer son indépendance électrique, la France a fait le choix du développement du parc nucléaire qui ne reflètent pas les prix observés sur les marchés européens de gros de l’électricité, c’est ainsi que le prix de l’électricité en France reste inférieur à la moyenne européenne non seulement pour les ménages, mais aussi pour les consommateurs.

En vertu de l’article 49 § 1 intitulé « *transposition* »<sup>776</sup> de la directive 2009/72/CE, la France en tant qu’État membre de l’Union européenne doit transposer le troisième paquet énergie avant le 3 mars 2011 afin d’aborder un marché intérieur de l’électricité au niveau européen. Dans ce but, elle a préparé une série de législations<sup>777</sup> à mettre en place après avoir analysé les lignes directrices du troisième paquet énergie. Le Gouvernement français a décidé de mettre en place une nouvelle organisation du marché de l’électricité encourageant le développement de la concurrence et de la régulation afin de préserver les bénéfices de l’investissement réalisé dans le développement des centrales nucléaires par des prix et des tarifs cohérents et accessibles pour tous les consommateurs, d’assurer le financement des parcs de production d’électricité et de permettre à la concurrence de s’exercer. C’est ainsi que la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant sur la nouvelle organisation du marché de l’électricité (« NOME ») est entrée en vigueur à la suite du troisième paquet énergie.

Le cœur de la loi relatif à la nouvelle organisation du marché de l’énergie, c’est le nucléaire qui est à l’origine du bouquet énergétique de la France<sup>778</sup>. À cette fin, EDF s’est vu confié la mission de construire et d’exploiter des centrales nucléaires sur le territoire français. Comme prévu dans le Conseil européen de Barcelone en mars 2002 et par les directives

---

<sup>776</sup> « Les États membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive avant le 3 mars 2011. Ils en informent immédiatement la Commission ».

<sup>777</sup> La loi n° 2010 - 788 du 12 juillet 2010 dite « Grenelle II » requalifie en contrats administratifs les contrats d’obligation d’achat d’électricité par EDF.

<sup>778</sup> « En France, le nucléaire représente 78 % de la production, l’hydraulique 10 % et les centrales thermiques 12 % », le rapport fait sur le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l’électricité datée du 26 mai 2010, p. 6.

européennes relatives au marché électrique, la totalité des consommateurs devront être éligibles aux offres de marché au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Ce faisant, la structure du marché de l'électricité français composée de plusieurs segments sur lesquels interviennent différents acteurs nécessitait plusieurs réformes.

À l'heure actuelle, le marché français connaît deux difficultés essentielles en ce qui concerne des investissements insuffisants dans la pointe et le nucléaire afin de prolonger la durée de vie des centrales actuelles. Notamment, les coûts de production de l'électricité nucléaire sont bien inférieurs à ceux de l'électricité thermique.

Néanmoins, l'interconnexion des réseaux électriques européens entre la France et l'Allemagne, l'importance des centrales thermiques dans le parc de production allemand et le mode de formation des prix rappelé précédemment se conjugue pour produire un prix de marché bien supérieur aux coûts de production d'EDF. Le maintien de tarifs réglementés adossés aux coûts d'EDF conduit à un ciseau tarifaire dans lequel les prix de gros offerts par EDF à ses concurrents alignés sur les prix de marché sont supérieurs aux tarifs offerts aux consommateurs finals.

En conséquence, la concurrence dans le marché électrique est bloquée et ce ciseau tarifaire apparaît à la Commission européenne comme incompatible avec les engagements européens contractés par la France. Le problème concerne avant tout le TaRTAM, puisque le droit européen est compatible avec le maintien de tarifs réglementés pour les petits consommateurs. Cette situation nécessitait une urgente modification de la structure du marché électrique en France. À cette fin, la loi NOME est entrée en vigueur. Afin de satisfaire les engagements européens contractés par la France et de garantir le financement à long terme du nucléaire, la loi NOME a été préparée pour permettre aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire dans le respect de la liberté de choix du fournisseur.

Les principes de la NOME consistent à assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base d'EDF et de bénéficier d'électricité nucléaire à un prix régulé, permettant à la fois le développement de la concurrence et la couverture de tous les coûts liés au parc nucléaire historique dans les mêmes conditions économiques, de permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes de différents fournisseurs. Elle renforce la sécurité d'approvisionnement et confronte les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs à l'issue d'une période de transition de cinq ans et, à propos de l'obligation de capacité des fournisseur, prévoit une procédure



d'obtention des certificats témoignant qu'ils prennent leur juste part de responsabilité dans le financement de la pointe.

En principe, la NOME modifie et remplace les dispositions de diverses lois concernant le marché de l'électricité français. C'est la raison pour laquelle dans un premier lieu il importe d'analyser les principes, les provisions et les modifications apportées par la NOME sur l'organisation du marché de l'électricité français (Section 1). Dans le deuxième lieu, les dispositions du Code de l'énergie seront analysées pour comprendre la situation actuelle du marché électrique en France (Section 2).

## SECTION 1.

### LA LOI N° 2010 - 1488 DU 7 DÉCEMBRE 2010 PORTANT NOUVELLE ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ « NOME »

Le marché de l'électricité en France a désigné les nouvelles formes d'organisation du secteur de la production et de la commercialisation d'électricité en France, qui font l'objet d'un processus d'ouverture et de libéralisation. La loi nouvelle organisation du marché de l'électricité du 7 décembre 2010 a pour objectif de permettre une ouverture effective du marché dans la mesure où EDF se trouve en situation de quasi-monopole sur le secteur de la production d'électricité en France. La loi NOME a également fixé un nouveau cadre pour le marché de l'électricité en France en étant la prochaine étape de l'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence. La loi NOME a repris en grande partie les conclusions du rapport de la Commission Champsaur. La loi NOME est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2011.

#### § 1. La genèse de la loi NOME

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française définit les objectifs de sécurité d'approvisionnement, de préservation de l'environnement et de lutte contre l'effet de serre et la compétitivité des prix de l'énergie qui sont repris au niveau européen et ont été réaffirmés à l'occasion de la seconde revue stratégique européenne de l'énergie en 2008.

En parallèle, le Grenelle de l'environnement<sup>779</sup> en France et l'adoption du paquet énergie - climat au niveau européen en décembre 2008 ont également, à cette période, fixé des objectifs ambitieux en terme de maîtrise de la demande en énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables en supportant l'idée que le prix de l'électricité doit permettre de financer les investissements nécessaires qui apparaît peu compatible avec l'idée de marché intérieur de l'énergie.

#### A. Les procédures d'infraction relevées par la Commission européenne

---

<sup>779</sup> « Le Grenelle Environnement est un dispositif de concertation inédit avec la société civile pour inscrire le développement de la France dans une perspective durable. Il a abouti à une première loi, dite Grenelle 1, votée le 23 juillet 2009 à la quasi-unanimité. Elle fixe les engagements de la France dans tous les domaines retenus lors du Grenelle, des transports à l'énergie, en passant par l'eau et la biodiversité. Ce hors-série du journal du ministère récapitule l'essentiel des dispositions de la loi Grenelle 1 en 13 domaines d'action ». <http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-premiere-loi-du-Grenelle.html> (consulté le 1 juin 2013).

L'État français a fait l'objet de deux procédures d'infraction par la Commission européenne. La première porte sur une transposition incomplète de la directive européenne relative à la concurrence concernant les consommateurs résidentiels, la seconde porte sur le fait que les tarifs vert et jaune, ainsi que le TaRTAM ayant une cible privilégiée excluant les clients domestiques, sont assimilés à des aides d'État contraires au droit européen. À la fin de cette procédure, la France pourrait être condamnée par la Cour de Justice de l'Union européenne à des sanctions pécuniaires pour défaut de transposition des directives européennes. La Commission pourrait également exiger le remboursement des aides qu'elle estimerait illégalement perçues par les entreprises consommatrices d'électricité.

Dans la décision n° 2006 - 543 du 30 novembre 2006, la loi relative au secteur de l'énergie, le Conseil constitutionnel s'était prononcé sur l'incompatibilité du système du marché électrique en France avec le droit européen de l'énergie. Suite aux procédures ouvertes contre la France, tendant à remettre en cause les tarifs réglementés, des enquêtes réglementées ont été ouverte à l'encontre d'opérateurs historiques pour abus de position dominante et entente.

Dans sa lettre datée de 24 octobre 2008 adressée à Monsieur le Président, Paul Champsaur souligne qu'à cette date-là 77 % de la production de l'électricité en France est d'origine nucléaire et 11 % est d'origine hydraulique. L'opérateur national en situation de monopole EDF assumant des obligations du service public et appliquant des tarifs réglementés, n'a pas pleinement atteint ses objectifs et a souhaité conserver sa structure de marché et de prix. Avant de préparer le troisième paquet énergie, alors que les autorités européennes se sont interrogées sur la compatibilité de ce dispositif tarifaire avec le droit européen, il est désormais indispensable de clarifier et de stabiliser les règles applicables au marché électrique, de façon à concilier la protection des consommateurs, le développement de la concurrence, le financement des investissements nécessaires à la production d'électricité et au développement des réseaux et l'incitation aux économies d'énergie. Par la suite, en application de la loi du 7 décembre 2006, le gouvernement français a remis un rapport au parlement sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché énergétique. Ce rapport devra permettre plus largement la tenue d'un débat sur l'organisation du marché de l'électricité en France.

Le ministre d'État et d'autres ministres comme de l'énergie, de l'industrie, du développement durable ont mis en place en novembre 2008 une commission présidée par Paul

Champsaur<sup>780</sup> chargée de faire des propositions d'organisation du marché électrique conciliant le développement de la concurrence et le financement des investissements à la production d'électricité et au développement des réseaux et la protection des consommateurs afin de mieux répondre les exigences de l'Union européenne pour l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité. En décembre 2008, la Commission européenne a adressé à EDF une communication des griefs lui faisant part de sa crainte de voir la portée, la durée et la nature exclusive de ses contrats d'approvisionnement empêcher l'entrée et l'expansion d'autres fournisseurs sur le marché français de l'électricité.

En avril 2009 afin d'examiner et répondre à la procédure d'enquête lancée par la Commission européenne, la Commission Paul Champsaur a préparé un rapport sur l'organisation du marché de l'électricité qui expose sa compréhension du marché de l'électricité et proposé des pistes d'évolution permettant un fonctionnement efficace du marché français de l'électricité. La Commission Champsaur a détecté toutes les faiblesses du marché français de l'électricité afin de les améliorer par une nouvelle législation.

La persistance des tarifs réglementés qui reflètent les coûts de production de l'électricité nucléaire, se situant nettement en dessous des prix de marché européen, faisant ainsi indéniablement obstacle à l'ouverture à la concurrence voulue par les directives 2003/54/CE et 2009/72/CE. Les coûts de production de l'électricité en France sont amenés à augmenter vers un premier palier lié aux investissements d'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires et vers un second palier au titre du renouvellement du parc de production.

La loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel a permis la mise en place transitoire de la réversibilité jusqu'en 2010, permettant aux clients domestiques ayant décidé de souscrire une offre libre de revenir aux tarifs réglementés de vente.

## **B. La Commission Champsaur**

Les producteurs ou consommateurs industriels expriment un besoin de vision à long terme dans une logique industrielle de partage des risques à conclure des contrats de long terme pour leur approvisionnement en électricité. La Commission Champsaur souligne l'intérêt des contrats à long terme qui contribuent à répondre à une réelle demande des

---

<sup>780</sup> L'ancien directeur général de l'Institut national de la statistique et des études (« INSEE ») et ancien président de l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (« ARCEP »).

consommateurs. La commission n'a pas bâti ses propositions d'organisation de marché électrique sur ce modèle de contrat à long terme qui ne peut être une solution systématique aux problèmes observés sur le marché français de l'électricité. La Commission Champsaur a également proposé le maintien des tarifs réglementés pour les petits consommateurs, l'accès de tous les fournisseurs à l'électricité nucléaire à un prix leur permettant de pratiquer des prix compétitifs sur le marché nucléaire et une phase transitoire pour les gros consommateurs. Les industriels s'adaptent aujourd'hui aux évolutions récentes du marché de l'électricité en France en fonction de perspectives limitées à court terme. La libéralisation complète des prix avec la disparition de tout tarif réglementé permet à la concurrence de se développer sur tous les segments de marché électrique.

Plusieurs dispositions du système français actuel sont incompatibles avec le droit européen. Il est nécessaire de faire évoluer une réglementation générale et permanente et une régulation plus ciblée et dynamique conformément aux dispositions de la directive 2003/54/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui fixe comme objectif aux États membres la réalisation d'un marché européen concurrentiel de l'électricité. En outre, conformément aux dispositions de l'article 86 du traité CE, la directive 2003/54/CE organisant le secteur de l'électricité a prévu deux types de dérogations à l'objectif général d'ouverture à la concurrence. En vertu de l'article 3 (2), les États membres ont la possibilité de la directive 2003/54/CE d'imposer aux fournisseurs d'électricité des obligations « *portant sur les prix* » dans le cadre d'un service public de l'électricité. L'article 3 (3) de la directive 2003/54/CE introduit une seconde dérogation aux règles concurrentielles de droit commun en imposant aux États membres de s'assurer que les consommateurs particuliers aient le droit de bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés, sur leur territoire, en électricité d'une qualité bien définie, et ce à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents.

Même le Conseil constitutionnel a relevé dans une décision du 30 novembre 2006 l'incompatibilité manifeste du système actuel avec le droit européen dans la mesure où le dispositif français impose de manière générale et permanente des tarifs réglementés de vente inférieurs aux prix de marché sans lien avec une obligation de service public.

La Commission européenne a contesté les tarifs réglementés<sup>781</sup> français. Dans un avis motivé du 4 avril 2006, elle a initié une procédure pour manquement dans la mise en œuvre de la directive 2003/54/CE. La Commission européenne a remis en cause l'avantage compétitif offert aux entreprises bénéficiant des tarifs réglementés au titre des « *aides d'Etat* ». L'existence des tarifs réglementés combinée à l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité compétitives que le parc nucléaire historique constitue un obstacle au développement d'une concurrence effective.

Dans la lettre du 15 septembre 2009 d'Andris Piebalgs, membre de la Commission européenne, adressée au Premier Ministre, la Commission souligne l'importance du développement de la concurrence sur le marché de détail afin d'attirer les investissements dans de nouvelles unités de production d'électricité compétitives dont la France aura besoin et renforçant la sécurité d'approvisionnement énergétique sur le long terme et au meilleur coût. Il a également fait référence à la procédure d'enquête approfondie fondée sur les règles relatives aux aides d'État au sujet des « *tarifs réglementés de vente de l'électricité* » et du TaRTAM applicables aux grandes et moyennes entreprises.

La Commission européenne a exprimé ses inquiétudes concernant les tarifs réglementés déconnectés des prix de marché énergétique. Les explications fournies par le Gouvernement français à cette procédure d'enquête ont mis en lumière la structure particulière du marché de l'électricité en France. Le marché français de l'électricité est caractérisé par l'existence d'un grand parc électronucléaire compétitif qui ne paraît pas être remplaçable de manière économiquement rationnelle dans un avenir proche et dont la gestion a été dans le passé confiée à un seul opérateur. L'existence du système des tarifs réglementés, l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité compétitives autres que le parc électronucléaire historique, et l'existence de contrats de long terme EDF constituent des obstacles au développement de la concurrence sur le marché de détail.

De même, les principaux risques sur le marché de détail de l'électricité en France soulignés par la Commission européenne sont de décourager les fournisseurs d'électricité d'entrer sur le marché énergétique et d'accroître leurs activités, et de réduire les possibilités de choix des consommateurs et les incitations à l'investissement et au développement d'offres

---

<sup>781</sup> Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont des tarifs intégrés, c'est-à-dire qu'ils couvrent à la fois les coûts de production, de commercialisation et d'acheminement de l'électricité. Ils sont divisés en trois catégories en fonction de caractéristiques physiques objectives: - le tarif "bleu" pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA, - le tarif "jaune" pour les sites raccordés au réseau de basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, - le tarif "vert" pour les sites raccordés au réseau de haute tension.

innovantes. La Commission a informé le Premier ministre le fait qu'une fois que la France aura adopté une loi compatible avec les objectifs de l'Union européenne, la procédure d'infraction sera clôturée sur la base des directives électriques, notamment par la faculté ouverte par l'article 3 § 2 de la directive 2003/54/CE qui est reprise dans la directive 2009/72/CE qui vise à imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public portant sur le prix de la fourniture d'électricité. Les articles 24 et 26 de la directive 2003/54/CE et les articles 42 et 44 de la directive 2009/72/CE ont partiellement repris les principes de la directive 2003/54/CE concernant les tarifs réglementés. En outre, le considérant 45<sup>782</sup> de la directive 2009/72/CE met en relation avec les objectifs de service public.

À la suite des correspondances entre la Commission européenne et le Gouvernement français, la préparation d'une nouvelle loi visant à innover le marché de l'électricité en France a été lancée. Cette nouvelle loi consiste à donner aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès à la production électrique de base d'EDF, aux conditions économiques du parc nucléaire historique, en fonction de leur portefeuille prévisionnel de clients en France dans des conditions équivalentes à celles dont dispose EDF.

L'échelle de temps pour l'émergence d'une concurrence effective sur le marché de la production de base de l'électricité n'est pas compatible avec les objectifs de développement rapide de la concurrence au niveau européen et national. Le droit commun de la concurrence offre des outils pour régler ex-post des problèmes liés aux abus de position dominante, de plus ciseau tarifaire<sup>783</sup>, subventions croisées<sup>784</sup> et prix prédateurs sont ainsi interdits. C'est la raison pour laquelle, les fournisseurs concurrents d'EDF n'ont pas les moyens de concurrencer l'opérateur historique par des offres compétitives aux consommateurs finals notamment sans réguler la production de base d'électricité par le parc historique électronucléaire.

---

<sup>782</sup> « Les États membres devraient veiller à ce que les clients résidentiels et, lorsqu'ils le jugent approprié, les petites entreprises, aient le droit d'être approvisionnés en électricité d'une qualité bien définie à des prix clairement comparables, transparents et raisonnables. Afin de maintenir le service public à un niveau élevé dans la Communauté, il convient que les États membres communiquent régulièrement à la Commission toutes les mesures qu'ils ont prises pour atteindre les objectifs de la présente directive. La Commission devrait publier régulièrement un rapport qui analyse les mesures prises au niveau national pour atteindre les objectifs de service public et qui compare leur efficacité relative, afin de formuler des recommandations sur les mesures à prendre au niveau national pour atteindre un niveau élevé de service public. Il convient que les États membres prennent les mesures nécessaires pour protéger les consommateurs vulnérables dans le contexte du marché intérieur de l'électricité. Ces mesures peuvent être différentes selon les circonstances particulières de l'État membre concerné et peuvent inclure des mesures spécifiques concernant le paiement des factures d'électricité ou des mesures plus générales prises dans le cadre du système de sécurité sociale. Lorsque le service universel est également assuré aux petites entreprises, les mesures visant à faire en sorte que ce service universel soit fourni peuvent différer selon qu'elles visent des clients résidentiels ou des petites entreprises ».

<sup>783</sup> Il y a un ciseau tarifaire lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant la concurrence de se développer.

<sup>784</sup> La subvention croisée est une pratique que l'on peut rencontrer sur un marché dont la chaîne de création de valeur est constituée de maillons de différentes natures. Certains maillons sont soumis aux règles du marché et sont donc totalement dérégulés. Le prix et les coûts afférant à cette activité sont déterminés par le libre jeu de la concurrence. Les autres maillons sont gérés par un monopole légal et sont donc soumis à une forte régulation. Cette activité est rémunérée par un tarif déterminé par une autorité de régulation. NICINSKI Sophie, Droit public des affaires, 2ème édition, Domat, droit public des affaires, p. 194.

La commission Champsaur a proposé dans son rapport de trouver une solution alternative au TaRTAM qui ne constitue pas une solution pérenne et d'avoir deux grands types d'organisation du marché : une taxe redistributive sur le nucléaire et un accès régulé à la production de l'électricité en base d'EDF. La commission Champsaur a recommandé dans son rapport d'attribuer à tout fournisseur un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique pour un volume proportionné à son portefeuille de clientèle sur le territoire national.

En conclusion, la commission Champsaur a préconisé un accès à l'électricité nucléaire d'EDF au coût de revient pour tous les fournisseurs. Elle s'est orientée vers la suppression des tarifs réglementés pour les gros industriels<sup>785</sup> et leur maintien pour les particuliers et les petites entreprises. Le Gouvernement français a choisi de suivre les recommandations de la Commission Champsaur.

Le 12 mai 2010, la CRE et le gouvernement français se sont réunis afin d'examiner le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité pour évoquer différentes évolutions du marché français de l'électricité.

## **§ 2. Le contenu de la loi NOME**

La loi NOME institue ainsi deux changements majeurs dans l'encadrement du marché électrique en France, premièrement en l'amont, un droit d'accès des fournisseurs à la production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF à un prix régulé qui en reflète les coûts complets<sup>786</sup> résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires actuelles avec obligation pour ces mêmes fournisseurs de contribuer à la sécurité d'approvisionnement, et deuxièmement en l'aval, une réforme des tarifs réglementés de vente aux consommateurs finals en supprimant des tarifs réglementés de vente pour les industriels d'ici à 2015 et les maintenant pour les petits consommateurs.

### **A. Les objectifs de la loi NOME**

Étant une solution d'amendement du système électrique en France afin de le rendre compatible avec les exigences européennes et d'aller plus loin dans la libéralisation du secteur énergétique et l'ouverture à la concurrence, pour l'analyse de la loi NOME, on s'intéresse au marché de la fourniture d'électricité, pour partie et indirectement celui de la production. Lors

---

<sup>785</sup> Les tarifs jaune et vert.

<sup>786</sup> ARENH.



de la première transposition de la directive 96/92/CE par la loi du 10 février 2000, les clients éligibles et non-éligibles ont été distingués. Seuls les clients non éligibles bénéficiaient du maintien des tarifs réglementés de vente de l'électricité.

Selon les motifs juridiques de la loi NOME, l'objectif de disposer d'une nouvelle organisation du marché électrique est de protéger les intérêts des consommateurs, incite à la maîtrise de la demande et aux investissements et de s'inscrire dans le marché européen de l'électricité. En outre, il s'agit de permettre aux consommateurs d'électricité de bénéficier des avantages compétitifs du parc de production électrique français, d'assurer aux nouveaux entrants sur le marché électrique une marge de manœuvre suffisante pour développer la concurrence et l'innovation en attirant les nouveaux acteurs à investir dans des moyens de production d'électricité.

Avant l'entrée en vigueur de la loi NOME, plusieurs lois de transposition ont traité de sujets similaires toujours dans le même but d'aboutir à un marché européen de l'électricité. La loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie prévoit que les clients éligibles ne font pas usage de la faculté de conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix, conservent le contrat en vigueur à la date à laquelle ils deviennent éligibles, les clauses tarifaires s'appliquent les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs réglementés de vente d'électricité.

La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique a élargi cette disposition dans son article 66 en disant que tous les consommateurs éligibles bénéficient des tarifs réglementés pour la consommation finale d'un site pour lequel il n'exerce pas les droits accordés au III de l'article 22 de la loi du 10 février 2000.

La loi n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie attribue le bénéfice des tarifs réglementés à tout consommateur final sur chaque site. Dans les articles 30 (1) et 30 (2) la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, a institué au bénéfice des consommateurs non résidentiels le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM »). Tout consommateur final pouvait exercer son éligibilité, initialement pendant une période de deux ans, de ce tarif transitoire ne pouvant être inférieur aux tarifs réglementés.

La loi n° 2008 - 66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel, d'initiative sénatoriale et qui n'a pas été déférée au juge constitutionnel, a permis de demander à bénéficier du TaRTAM.

Après avoir analysé le rapport de la Commission Champsaur en 2009, le Gouvernement français a acquis la conviction de la pertinence de ses recommandations et décidé de mettre en place une nouvelle organisation du marché de l'électricité conciliant une forte régulation et un encouragement au développement de la concurrence pour préserver le bénéfice de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire par des prix et des tarifs reflétant la réalité industrielle du parc de production, pour assurer le financement du parc de production existant et favoriser les investissements et permettre à la concurrence de s'exercer.<sup>787</sup>

Quant aux principes fondamentaux de la loi NOME, elle vise à assurer aux fournisseurs d'électricité un accès régulé à l'électricité de base<sup>788</sup> d'EDF dans les mêmes conditions économiques qu'EDF, à permettre de la sorte à chaque consommateur d'avoir le choix entre des offres compétitives et innovantes, notamment en matière de maîtrise de la demande et de services, de différents fournisseurs, à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner les clients à tout instant, à garantir une clause de complément de prix de l'électricité de base acquise par l'accès régulé à l'électricité de base des fournisseurs alternatifs, à conforter les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs.

Enfin, EDF sera placée sur un pied d'égalité avec les fournisseurs alternatifs qui auront des conditions d'accès à l'électricité de base équivalentes à celles d'EDF. C'est ainsi qu'EDF vendra une partie de sa production d'électricité de base non à des consommateurs finals, mais à des fournisseurs à un prix toujours régulé. Par la loi NOME vise à fixer le prix de l'accès régulé à l'électricité de base, encadrée par la Commission de régulation de l'énergie, ce qui permettra une juste rémunération d'EDF.

---

<sup>787</sup> Le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 14 avril 2010, n° 2451, Assemblée nationale.

<sup>788</sup> L'électricité de base est la part d'énergie consommée sous une puissance constante tout au long de l'année, soit en toute rigueur durant 8760 heures. La base désignant l'énergie consommée sous une puissance atteinte au moins pendant 8000, 7000 voire 6000 heures par an. L'électricité de base est définie comme la part d'électricité fournie correspondant à la production des centrales fonctionnant en permanence à l'exception des périodes d'arrêt pour maintenance.

De même, la loi NOME vise à mettre en place une régulation ciblée et efficace du marché électrique qui permettra aux consommateurs de continuer à bénéficier de l'investissement réalisé dans le développement du nucléaire. Du fait que la multiplicité des niveaux de prix tels que tarifs réglementés offres de marché crée des distorsions inefficaces sur le plan microéconomique. La loi NOME est mise en place dès la fin du TaRTAM, dispositif transitoire créé en 2006 pour les industriels.

## **1. L'accès régulé et limité à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »)**

La loi NOME vise à supprimer les tarifs réglementés vert et jaune qui sont les tarifs fixés par le ministère de l'énergie pour les entreprises afin d'assurer l'ouverture à la concurrence du marché électrique pour les professionnels dont le compteur présente une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. La loi NOME a pour but de donner un nouveau cadre directif pour l'évolution des tarifs réglementés des compteurs de moins de 36 kVA.

Comme constaté par Roland Peylet<sup>789</sup>, l'objectif essentiel de la loi NOME est la création d'un droit d'accès régulé à « *l'électricité nucléaire historique* » au bénéfice des fournisseurs alternatifs à des conditions reflétant celles résultant pour EDF de l'utilisation de ses centrales nucléaires actuelles, avec l'obligation pour tous les fournisseurs de contribuer à la sécurité d'approvisionnement et réforme les tarifs réglementés de vente aux consommateurs finals. La loi NOME a également prévu un partage de la « *rente nucléaire* » entre EDF et les fournisseurs alternatifs d'électricité, obligeant EDF à céder jusqu'à 100 TWh d'électricité par an à ses concurrents à des conditions représentatives des conditions économiques de production d'électricité par ses centrales, conditions évaluées par la Commission de régulation de l'énergie. L'électricité issue des centrales nucléaires françaises entre les fournisseurs d'électricité en vue de développer la concurrence et faciliter l'accès des nouveaux entrants dans le marché français de l'électricité.

C'est ainsi qu'EDF est obligé de céder l'électricité produite à partir du parc nucléaire historique à d'autres fournisseurs d'électricités sur la base d'un mécanisme établi par la CRE et tenant compte de la taille de leurs portefeuilles de clients. Un des objectifs les plus importants de la loi NOME est d'assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH, de manière transitoire et limité en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF, afin de

---

<sup>789</sup> Le conseiller d'État, RFDA 2011, « La nouvelle organisation du marché de l'électricité: La loi n° 2010 - 1488 du 7 décembre 2010 », p. 311.

permettre une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels.

La loi NOME fixe les conditions pour une période transitoire allant du 1<sup>er</sup> juillet 2011 au 21 décembre 2025. La loi NOME fixe que le volume maximal qu'EDF pourrait être amené à céder à ses concurrents serait de 100 TWh par an, environ le quart de la production nucléaire française<sup>790</sup>. Les fournisseurs d'électricité alternatifs bénéficieraient ainsi d'un « *droit d'accès régulé à l'électricité de base pour la période transitoire* ». La loi NOME permet la préservation du parc nucléaire historique d'EDF et assure le financement du parc existant en permettant à EDF de sécuriser ses engagements à long terme pour le démantèlement et la gestion des déchets et également réaliser les investissements nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de son parc historique.

Le volume maximal et le prix de cession seraient fixés chaque année par les ministres en charge de l'économie et de l'énergie sur l'avis de la Commission de régulation de l'énergie. La loi NOME prévoit de lier le prix de cession au coût complet des centrales nucléaires.<sup>791</sup> Le prix représente les conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires, en tenant compte de la rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité, les coûts d'exploitation, les coûts des investissements de maintenance ou nécessaire à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation, les coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base. Le Gouvernement a fixé le prix de l'ARENH à un niveau de 40 Euro/MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2011 puis 42 Euro/MWh à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2012.

Sur le prix de détail, il existe les prix libres que peuvent proposer tous les fournisseurs et les tarifs réglementés fixés par le gouvernement et proposés par EDF. Les tarifs réglementés qui reflètent les coûts de production de l'électricité nucléaire, sont définis par le gouvernement français sur proposition de la CRE et les consommateurs en France ont accès à des tarifs réglementés de vente d'électricité. Afin de maintenir des prix compétitifs en France pour les consommateurs finals, la loi NOME dispose certaines dispositions. Par exemple, elle prévoit le fait de maintenir les tarifs jaune et vert de façon à progressivement disparaître d'ici à la fin 2015. Au-delà de 2015, la phase transitoire serait achevée, les tarifs réglementés seraient supprimés. Autrement dit, il n'y aurait plus de disposition législative ou

---

<sup>790</sup> Le volume réel est fixé par arrêté des ministres en charge de l'économie et de l'énergie sur avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les fournisseurs d'électricité alternatifs bénéficieraient ainsi d'un droit d'accès régulé à l'électricité de base pour la période transitoire.

<sup>791</sup> L'exploitation, investissements, démantèlement, gestion des déchets.

réglementaire contraignant un fournisseur d'électricité à livrer de l'électricité à une grande ou moyenne entreprise à un prix déterminé ou plafonné par la puissance publique.

La première étape de cette transition correspondrait à la suppression du TarTAM dès l'année prochaine.<sup>792</sup> Au cours de cette transition, les tarifs réglementés pour les grandes et moyennes entreprises auraient vocation à être progressivement mis en cohérence avec le prix régulé d'accès à la base déterminé selon la méthode des coûts courants économiques. De plus, afin de faciliter le développement de la concurrence, une réversibilité totale entre les offres libres et réglementés a été offerte aux consommateurs.

La disposition ARENH s'appuie sur un volume de l'ARENH pour chaque fournisseur permettant une égalité des acteurs du marché de l'électricité, un prix de l'ARENH reflétant les conditions économiques de production de l'électricité des centrales nucléaires et une architecture nouvelle des tarifs réglementés. À la fois, la cohérence entre le tarif réglementé de vente et le prix de l'accès régulé à la base, indispensable au bon fonctionnement de la nouvelle organisation du marché électrique et au développement de la concurrence, a une conséquence immédiate.

En outre, plusieurs taxes s'ajoutent au tarif réglementé comme au prix de marché. La loi NOME crée la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité au profit de l'État pour les clients dont la puissance maximale souscrite est supérieur à 250 kVA, la taxe communale et départementale sur la consommation finale d'électricité, la contribution au service public de l'électricité, la contribution tarifaire d'acheminement et la taxe sur la valeur ajoutée.

Quant aux critères de répartition des volumes d'électricité cédés par EDF, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2011 et pour une durée de 15 ans, les fournisseurs alternatifs d'électricité ont droit à l'accès réglementé à l'énergie nucléaire historique. En cas d'atteinte de ce plafond, celui-ci est réparti par la CRE entre les fournisseurs, de manière à permettre le développement de la concurrence sur l'ensemble des segments du marché de détail. La méthode de répartition est définie par décision de la CRE. À défaut de répartition, cette dernière est effectuée au prorata des volumes d'accès réglementé par les fournisseurs.

---

<sup>792</sup> François Fillon conclut sa lettre du 15 septembre 2009 adressé à la Commission européenne en confirmant l'engagement du gouvernement à mettre en œuvre les principes exposés de nature à mettre fin aux contentieux en cours au titre aides d'État sur le TarTAM et les tarifs réglementés, et de défaut de transposition de la directive 2003/54/CE sur la libéralisation des marchés de l'électricité.

En parallèle du système d'accès à l'électricité de base d'EDF pour les fournisseurs alternatifs et les nouveaux entrants, ces derniers concluent avec l'opérateur historique des contrats de gré à gré d'approvisionnement en électricité de base, éventuellement de long terme, susceptibles d'inclure une part de risque industriel.

## **2. La reformation de la CRE**

En conséquence du changement de la structure du marché de l'électricité, la CRE est chargé de calculer périodiquement le volume des droits d'accès à la base régulée à partir des prévisions de portefeuille des fournisseurs de façon claire, transparente et non discriminatoire, sans pour autant avoir à juger de la crédibilité de ces prévisions.

La loi NOME prévoit une réforme de l'organisation de la CRE qui ne devrait plus compter que cinq membres au lieu de neuf à l'heure actuelle dont les compétences seraient élargies. Le mandat des commissaires est de six ans non renouvelables. La loi NOME définit les modalités de nomination des commissaires.

De plus, les compétences de la CRE seront élargies par la loi NOME. Elle se verrait conférer un rôle d'arbitre et de gendarme du partage de la rente nucléaire, fixant les prix et réglant les litiges entre fournisseurs. La CRE et l'autorité de concurrence produiront également des rapports sur le dispositif de cession d'électricité en base par EDF à ses concurrents.

La loi NOME propose également au Gouvernement français de préparer un rapport d'évaluation au 31 décembre 2015 au plus tard, puis tous les cinq ans par la suite. Les nouvelles compétences de la CRE portent également sur la certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport dans le cadre du modèle des opérateurs de transport indépendant (ITO). Elles portent sur la possibilité, en cas de manquement à l'obligation nouvelle d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport, d'inciter à la réalisation de ceux-ci et sur la surveillance des marchés de détail de l'électricité et du gaz qui viendra s'ajouter à celle des marchés de gros qu'il exerce depuis la loi n° 2006 - 1537 relative au secteur de l'énergie.

En ce qui concerne le marché de gros, il existe des bourses d'échange, telles qu'EPEX *Spot* pour les produits spot (Paris) et EEX Power Derivatives France pour les produits à terme. Les deux types de produits existent. Le premier concerne est les produits spot qui sont livrés au maximum le lendemain de leur achat et le prix *day ahead* fixé tous les jours sur

EPEX Spot, reflètent l'équilibre de court terme entre l'offre et la demande. Il possède une forte volatilité en raison des variations imprévues qui peuvent concerner aussi bien l'offre. Le deuxième concerne les produits à terme qui sont achetés en vue d'une livraison future.

## **B. L'accès régulé à l'électricité**

L'accès régulé à l'électricité de base qui donne le droit pour les fournisseurs et l'obligation pour EDF de conclure des contrats d'achat d'électricité à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur.<sup>793</sup> Le premier article traite de l'accès transitoire, limité et régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité de base produite par EDF grâce au parc nucléaire historique, appelé accès régulé à la base (« ARB »). Il introduit à cette fin un nouvel article 4 - 1 au sein de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au service public de l'électricité. La liberté de choix des fournisseurs d'électricité s'assure en leur attribuant des droits d'accès régulés et limités à l'électricité nucléaire historique produite par les centrales nucléaires.

Les fournisseurs alternatifs disposeront de conditions équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne leur approvisionnement en électricité de base par l'intermédiaire de contrats signés avec EDF d'un volume d'électricité les mettant dans une situation de concurrence équitable au regard de l'existence du parc nucléaire historique vis-à-vis de leur client et à un prix couvrant complets de ce parc. C'est ainsi que la liberté de choix du consommateur étant un fondement du marché intérieur de l'électricité prévue par les directives européennes est assurée.<sup>794</sup>

Cette régulation doit être proportionnée aux objectifs de développement de la concurrence. Le plafond doit demeurer proportionné et ne pourra excéder 100 TWH/an.<sup>795</sup> Le système équitable pour une quantité d'électricité déterminée pour les fournisseurs alternatifs en cohérence avec la réalité de ce que représente pour EDF l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques. Les droits d'accès régulés à l'électricité de base sont déterminés par référence aux consommations sur le territoire français interconnecté au réseau métropolitain continental. La CRE est chargée de la gestion du dispositif et du calcul des droits qu'elle notifiera aux cocontractants. Les droits des fournisseurs seront augmentés

---

<sup>793</sup> L'article 1 insère un article 4 - 1 à la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

<sup>794</sup> PASTOR Jean-Marc, Nouvelle étape d'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité, AJDA, 2010, p. 762.

<sup>795</sup> Environ un quart de la production nucléaire d'EDF.

progressivement à compter du 1<sup>er</sup> août 2013 par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Afin de s'assurer du reflet du prix d'accès régulé à l'électricité de base dans les offres de détail, les modalités de calcul des droits sont précisées par la loi NOME en excluant les petits consommateurs. Le mécanisme d'ajustement prévu par l'article 1 de la loi NOME prend la forme d'un complément de prix pour toute quantité d'électricité attribuée en excès. Le complément de prix est basé sur la différence entre le prix de marché sur lequel le fournisseur a pu vendre l'excédent et le prix régulé d'achat de cette électricité. Le prix de l'électricité cédée par EDF aux fournisseurs de consommateurs finals sur le territoire continental ou de gestionnaires de réseaux pour leurs pertes est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, sur proposition de la CRE.

Ainsi, EDF et les fournisseurs alternatifs ont des conditions équivalentes d'accès à l'électricité de base et le prix couvre les coûts complets<sup>796</sup> et permettra une juste rémunération d'EDF, une meilleure visibilité sur ses revenus et la réalisation des investissements nécessaires sur son parc de centrales nucléaires. Au début de cette pratique, le prix effectif de l'accès régulé à l'électricité de base sera cohérent avec le prix facturé aux clients bénéficiant du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Le dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est mis en place jusqu'au 31 décembre 2025. Pendant cette période, il faut bien étudier la situation des parcs nucléaires et documenter les investissements nécessaires.

Chaque fournisseur d'électricité contribue en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Ainsi, chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation pour le bon fonctionnement du système électrique. Le dimensionnement de cette obligation et du niveau de sécurité d'approvisionnement est cohérent avec les critères utilisés jusqu'à ce jour pour dimensionner le parc de production en France. Le but essentiel de cette provision est d'assurer le fait que

---

<sup>796</sup> La rémunération des capitaux, dépenses d'exploitation, dépenses d'investissement, charges nucléaires de long terme.



tous les fournisseurs assument l'ensemble de leurs responsabilités industrielles et énergétiques et ne se reposent pas sur une garantie de fourniture implicite de l'opérateur historique.<sup>797</sup>

Quant à la capacité d'une installation de production ou d'une capacité d'effacement de consommation, elles sont certifiées par un contrat conclu entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Ce contrat prévoit les conditions dans lesquelles est assuré le contrôle de la capacité certifiée. Les méthodes de certification d'une capacité tiennent compte des caractéristiques techniques et sont transparentes et non discriminatoires. Le mécanisme d'obligation de capacité prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens de l'électricité.

Selon l'article 7 de la loi NOME, afin de contribuer à la sécurité d'approvisionnement notamment pendant les périodes de pointe de consommation, le gestionnaire du réseau public de transport organise un appel d'offres selon des modalités, notamment s'agissant des volumes, des prix fixes et des prix variables, approuvés par la CRE pour mettre en œuvre des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans.

En fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur, et de la compatibilité du projet du demandeur avec les obligations pesant sur les fournisseurs d'électricité, l'autorisation doit être délivrée par le ministre chargé de l'énergie aux fournisseurs souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour la revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.<sup>798</sup>

Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale jusqu'au 31 décembre 2015.<sup>799</sup>

Les distributeurs non nationalisés peuvent bénéficier des tarifs de cession pour la seule fourniture des tarifs réglementés de vente et pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'ils exploitent. Le bénéfice des tarifs de cession pour l'approvisionnement des

---

<sup>797</sup> L'article 6 de la loi NOME.

<sup>798</sup> L'article 12 de la loi NOME.

<sup>799</sup> L'article 13 (2°) (b) de la loi NOME.

pertes d'électricité des réseaux est limité au 31 décembre 2013 pour les distributeurs non nationalisés desservant plus de cent mille clients.<sup>800</sup>

Jusqu'au 31 décembre 2015 les consommateurs finals domestiques et non domestiques<sup>801</sup> bénéficient des tarifs réglementés de vente de l'électricité. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2016 ils ne bénéficient plus pour les sites autres que de ces tarifs. Les articles de la loi NOME modifient et insèrent plusieurs dispositions dans les lois relatives au marché électrique.

Par l'article 16 de la loi NOME, l'article 28 intitulé « *régulation* » de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 a été modifié afin d'assurer un accès transparent, équitable et non discriminatoire à l'électricité produite par les centrales pour les fournisseurs d'électricité, y compris le propriétaire de ces centrales, la CRE propose les prix, le calcule les droits et le contrôle, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique prévu par le même article. La CRE surveille les transactions effectuées par ces fournisseurs et s'assure de la cohérence entre les volumes d'électricité nucléaire historique bénéficiant de l'accès régulé et la consommation des consommateurs finals et les conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. De même, la CRE a été chargée de faire des propositions des mesures favorisant le bon fonctionnement et la transparence et formuler des avis sur les prix du marché de détail.

Toutes ces nouvelles compétences confiées à la CRE font apparaître le besoin de mettre en place un collège gardien dans la durée d'une doctrine claire et à l'écoute des enjeux de la politique énergétique et donne lieu à des orientations du Gouvernement ou des parties prenantes représentées au Conseil supérieur de l'énergie. C'est la raison pour laquelle dans son article 17 de la loi NOME, le collège de la CRE a été réduit de neuf à cinq membres et l'obligation de consultation par la CRE du Conseil supérieur de l'énergie en amont<sup>802</sup> des projets de décision de principe structurant pour l'organisation des marchés et ce qui peuvent avoir un impact sur les volets de la politique énergétique. L'article 17 modifie ainsi l'article 28 intitulé « *régulation* » de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 et dispose que « *Le collège est composé de cinq membres nommés en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique. Le président est nommé par décret dans les*

---

<sup>800</sup> L'article 13, 4°, V de la loi NOME.

<sup>801</sup> Autres que ceux mentionnés au I du présent article bénéficient des tarifs réglementés de vente de l'électricité mentionnés à l'article 4 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.

<sup>802</sup> WALTERS Stephen, MELEDO Olivier, « Acquisitions dans le secteur gazier: Impact de la réglementation sectorielle », RDAI/IBLJ, n° 1, 2010, Thomson Reuters Legal, p. 1 - 13.

*conditions fixées par la loi organique n° 2010 - 837 du 23 juillet 2010 relative à l'application du cinquième alinéa de l'article 13 de la Constitution ».*

La loi NOME modifie et complète également le code de la consommation pour transposer les dispositions relatives à la protection des consommateurs contenues dans les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE. L'article 18 de la loi NOME vise à améliorer l'information générale et particulièrement du public et facilite la relation avec le fournisseur ou concernent certains sujets récurrents de réclamation en disposant l'article L. 121 - 86 complété par le suivant : *« ainsi qu'aux contrats souscrits par un non-professionnel pour une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères ou pour une consommation de gaz naturel inférieur à 30000 kilowattheures par an ».*

Les dépenses de démantèlement des installations nucléaires traitées dans l'article 20 de la loi NOME sont très disparates parmi les exploitants. Le CEA et AREVA doivent faire face à d'importantes opérations de démantèlement et d'assainissement des installations. Pour EDF, l'échéance moyenne des dépenses de démantèlement, d'évacuation et de stockage des déchets définitifs est de plus de vingt-cinq ans dans une hypothèse conservatrice d'une durée d'exploitation de quatre ans.

L'article 20 de la loi NOME complète le III de l'article 20 de la loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs par les dispositions suivantes: *« À titre dérogatoire, un report de cinq ans pour la mise en œuvre du plan de constitution des actifs définis au II est accordé à un exploitant nucléaire si les deux conditions suivantes sont remplies :*

*1° Les charges mentionnées au I, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants sur la période allant de la date de publication de la présente loi à 2030 sont inférieures à 10 % de l'ensemble des charges mentionnées au même I, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, évaluées en euros courants ;*

*2° Au moins 75 % des provisions mentionnées au premier alinéa du II, à l'exclusion de celles liées au cycle d'exploitation, sont couvertes au 29 juin 2011 par des actifs mentionnés à ce même II. Jusqu'au 29 juin 2016, la dotation moyenne annuelle au titre des actifs susmentionnés doit être positive ou nulle, déduction faite des décaissements au titre des opérations de démantèlement en cours et des dotations au titre des charges nouvelles ajoutées au passif des fonds dédiés.».*

Les taxes communales et départementales sur la consommation finale d'électricité sont également traitées par la loi NOME dans son article 23 qui modifie et remplace également différentes lois telles que la loi du 8 avril 1946, le code de la construction et de l'habitation, la loi n° 2009 - 526 du 12 mai 2009 de simplification et de clarification du droit et d'allègement des procédures, la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

À la suite des nouvelles dispositions apportées par la loi NOME, il était nécessaire de codifier toutes les dispositions du droit de l'énergie dans un seul code de l'énergie.

## SECTION 2.

### LE CODE DE L'ÉNERGIE

Dans le mouvement général de la codification du droit français, en raison du constat de l'insuffisance de l'ouverture des marchés à la concurrence et du faible degré d'harmonisation des compétences des autorités de régulation nationales de l'énergie, le troisième paquet énergie visant à accroître l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ou de gaz pour favoriser l'intégration des marchés énergétiques au sein de l'Union européenne a été transposé en droit français.<sup>803</sup>

L'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie (« *Code de l'Énergie* ») a été préparée par le gouvernement français dans le but de transposer les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE relatives respectivement aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel qui s'ont prévues d'être transposées par les États membres dans leurs législations nationales au plus tard 3 mars 2012.<sup>804</sup>

L'habilitation à codifier par ordonnance la partie législative du code de l'énergie a été donnée au gouvernement par la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique dans un délai de trente six mois suivant la publication de ladite loi. L'article 92 de la loi n° 2009 - 526 du 12 mai 2009 de simplification et de clarification du droit et d'allégement des procédures a également autorisé le gouvernement français à compléter le code de l'environnement pour y codifier les dispositions des lois n° 2006 - 686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire et n° 2006 - 739 du 28 juin 2006 de programme relatives à la gestion durable des matières et déchets radioactifs non reprises dans le code de l'énergie. L'article 28 de la loi NOME a modifié l'article 92 de la loi n° 2009 - 526 du 12 mai 2009 et prolongé la date limite de codification jusqu'au 12 mai 2011.

---

<sup>803</sup> ROLAND Peylet, « Le Code de l'Énergie », RFDA 2011, p. 905.

<sup>804</sup> « Les dispositions de la directive et du règlement du 13 juillet 2000, concernant le plan décennal de développement du réseau de transport ont été transposées, en France, à l'occasion de l'adoption du Code de l'énergie et insérées à l'article L. 321-6 de ce code sous l'appellation de " schéma décennal de développement du réseau de transport " se substituant au schéma institué par la loi du 10 février 2000. », SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 172.

L'objectif essentiel du code de l'énergie est de reprendre les dispositions des lois existantes liées à l'énergie et de les clarifier selon les conditions de nos jours. En étroite collaboration avec les services de la CRE et les entreprises concernées telles qu'EDF, GDF Suez, Total, le Gouvernement français a intégré au code de l'énergie, les dispositions de transposition du 3<sup>ème</sup> paquet énergie ainsi que l'expiration du délai de transposition en mars 2011. Même si le contenu du code de l'énergie a été maintenu assez largement pour traduire la réalité de l'ouverture des marchés à la concurrence. Les dispositions nucléaires découlant des lois de 2006 transparence et déchets, les dispositions relatives aux installations nucléaires de base et à la politique d'information et de transparence à l'égard du public se sont exclus du contenu du code de l'énergie et ont été traitées dans le code de l'environnement.

L'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie a été organisée dans le but de rassembler, dans un seul document, toutes les législatives précédentes relatives au secteur de l'énergie depuis 1906. Pierre Sablière explique sa déception en ce qui concerne le manque d'organisation et de délicat de codification dans son incorporation.<sup>805</sup> Selon Sablière, le code de l'énergie est « *un petit code de 667 articles législatifs et son périmètre est trop étroit et que des textes ont été oubliés ou volontairement laissés de côté* ».

Dans le but de ratifier et modifier l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie qui porte codification des textes relatifs à l'énergie et intègre les dispositions de transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE<sup>806</sup> relatives respectivement aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et pour celui du gaz naturel, la loi ratifiant et modifiant l'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'Énergie, a été proposée et prévu dans son premier article que « *L'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie est ratifiée* ».

Dans l'extrait du compte rendu du Conseil des ministres du 27 juillet 2011, il est bien expliqué que l'ordonnance qu'il est proposé de ratifier, prise sur le fondement de la loi du 12 mai 2009 de simplification et de clarification du droit et d'allègement des procédures et de la loi du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne, a, d'une part, regroupé l'ensemble des dispositions législatives relatives au gaz et

---

<sup>805</sup> SABLIERE Pierre, AJDA, Actualité Législative, 18 juillet 2011, p. 1427 - 1431.

<sup>806</sup> L'expiration du délai de transposition des directives était en mars 2011.

à l'électricité dans un texte unique et a, d'autre part, transposé en droit français les directives européennes dites « *troisième paquet énergie* » adoptées sous présidence française de l'Union européenne.

## **§ 1. Les principes du code de l'énergie**

Le troisième paquet énergie prévoit trois modèles de la séparation patrimoniale des réseaux de transport d'électricité afin d'augmenter l'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport. Le premier modèle est la concession à une société tierce tout en conservant leur propriété gestion à une société tierce tout en conservant leur propriété ou le renforcement de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport sous le contrôle du régulateur (« ITO ») qui a été adopté par la France en étant le modèle français du réseau de transport d'électricité RTE et du gaz GRTgaz.

Par le code de l'énergie, la constitution de nouvelles entreprises intégrées est prohibée et les entreprises existantes de l'électricité ou de gaz peuvent choisir le modèle de séparation patrimoniale pour leurs gestionnaires de réseau de transport. Le code de l'énergie<sup>807</sup> qui a été adopté par l'ordonnance 2011- 504 du 9 mai 2011 a pour but de transposer les directives 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. Ces deux directives visent à atteindre les trois objectifs de l'Europe en matière d'énergie telles que compétitivité pour faire baisser les coûts pour les particuliers, durabilité et sécurité d'approvisionnement.

Le code de l'énergie avait été rédigé dans une file de conduite assez organisée qui est divisé des livres. Le livre Ier comprend des dispositions générales communes à plusieurs secteurs de l'énergie, même si cela conduit à y intégrer des dispositions spécifiques à l'électricité et au gaz. Le livre II regroupe des dispositions sur la maîtrise de l'énergie et sur les énergies renouvelables. Le livre III traite des dispositions relatives à l'électricité et le livre IV est relatif au gaz. Le livre V élabore les dispositions relatives à l'utilisation de l'énergie hydraulique. Le livre VI s'est consacré au secteur pétrolier et le livre VII contient les dispositions relatives aux réseaux de chaleur et de froid. C'est ainsi que le code de l'énergie est en étroite relation avec les codes de l'environnement et minier et a également remplacé les dispositions de la loi de 1919 relative à l'énergie hydraulique, et de la loi de 1946 sur la

---

<sup>807</sup> La loi 2005 - 781 du 13 juillet 2005 qui habilitait le gouvernement à adopter le code d'énergie dans un délai de 36 mois. Ce délai a prolongé 18 mois par la loi 2009 - 526 du 12 mai 2009 et 6 mois par la loi 2010 - 1488.

nationalisation de l'électricité et du gaz et d'autres lois intervenues depuis 2001 sur la libéralisation de l'énergie et du gaz.

Le code de l'énergie contient au totale sept livres.<sup>808</sup> Ils traitent de l'organisation générale du secteur de l'énergie, de l'a maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables, de l'électricité, du gaz, de l'énergie hydraulique, du pétrole et des réseaux de chaleur et de froid.<sup>809</sup>

Il convient d'analyser brièvement les dispositions générales (livre I) du Code de l'Énergie et essentiellement les dispositions relatives au secteur de l'électricité (livre III). Les dispositions relatives au secteur gazier en France (livre IV) seront examinées ci-après.

Tout d'abord, toutes les dispositions de l'ordonnance constituent la partie législative du code de l'énergie. L'article 4 de l'ordonnance énumère les articles et les lois destinés à être abrogés. Parmi lesquels on trouve la loi du 15 juin 1906 sur les dispositions d'énergie, la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique à l'exception du cinquième alinéa de l'article 2, la loi du 27 février 1925 ayant pour objet de modifier et de compléter la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'électricité, la loi du 15 février 1941 relative à l'organisation de la production, du transport et de la distribution du gaz, la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, à l'exception des articles 8 et 47, la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, à l'exception du IX de l'article 4 - 1 et du IV de l'article 6, la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, a loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à l'exception des articles 9 et 10, des I, II, et III de l'article 12, des articles 16 à 23, 26, 27, 30-1, 30 - 2 et 31 et du V de l'article 48, la loi de programme n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, la loi n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Quant à la procédure de première certification<sup>810</sup>, cette procédure a été prévue d'être achevée au plus tard le 3 mars 2012, conformément aux paragraphes 2 des articles 3 des règlements n° 714/2009 et n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet

---

<sup>808</sup> Le code de l'énergie ne contient pas les dispositions des trois importantes lois, respectivement du 30 octobre 1968 relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire du 13 juin 2006 dite TSN et du 28 juin 2006 relatives aux déchets nucléaires.

<sup>809</sup> ROCHE Catherine, « Le code de l'énergie a été adopté », Revue de l'Énergie, n° 601, mai - juin 2011 p. 176 -177.

<sup>810</sup> Prévue par l'article L. 111 - 3 du Code de l'Énergie.



2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité de gaz naturel et la CRE a ouvert la procédure après la publication du code de l'énergie.

Par le code de l'énergie, afin de garantir l'indépendance stratégique de la nation française et favoriser la compétitivité économique, les objectifs<sup>811</sup> principaux de la politique énergétique se sont définis en tant qu'assurer la sécurité d'approvisionnement, de maintenir un prix de l'énergie compétitif, de préserver la santé humaine et l'environnement et de lutter contre l'aggravation de l'effet de serre, de garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

En vue de réaliser les objectifs énumérés ci-dessus en cohérence avec les collectivités territoriales, l'État veille à maîtriser la demande d'énergie et à favoriser l'efficacité énergétique, à diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale et à développer la recherche dans le domaine de l'énergie et à assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie.

## **1. Les activités du secteur de l'énergie**

Selon l'article L. 111 - 1, les secteurs de l'électricité et du gaz distinguent quatre activités obéissant à des règles d'organisation et soumises à des obligations différentes. Les activités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que d'exploitation des réseaux de transport et des réseaux publics de distribution de gaz naturel sont régulées conformément aux dispositions du code de l'énergie. Les activités de production et de vente aux consommateurs finals ou fourniture s'exercent au sein de marchés concurrentiels sous réserve des obligations de service public.

L'organisation des entreprises de transport a été refaite et la liste des sociétés désignées comme gestionnaires de réseaux de transport d'électricité est communiquée à la Commission européenne. Une seule société certifiée en tant que gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité par la Commission de régulation de l'énergie peut être agréée en tant que gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité. La gestionnaire d'un réseau de transport est tenue de notifier à la CRE toute information importante pour justifier un nouvel examen de sa certification. L'autorité administrative a également le droit de s'opposer à l'octroi de la certification si elle estime que la prise de contrôle de la société gestionnaire du réseau de

---

<sup>811</sup> L'article L 100 - 1 du Code de l'Énergie.

transport est susceptible de porter atteinte à la sécurité d'approvisionnement énergétique national ou d'un autre État membre.

Le principe de la séparation entre les activités de transport et les activités de production ou de fourniture est mis en place par l'exécution des activités de production ou de fourniture de l'électricité par des personnes morales distinctes.<sup>812</sup>

Les règles applicables aux sociétés gestionnaires de réseaux de transport créées après le 3 septembre 2009 ont été prévues dans l'article L. 111 - 8 du code de l'énergie en vertu de laquelle, ces entreprises ne peuvent pas être contrôlées directement ou indirectement par une ou des sociétés exerçant des activités de production ou de fourniture d'électricité et les membres de leur conseil d'administration ou de conseil de surveillance ne peuvent être désignés par une société exerçant une activité de production ou une activité de fourniture d'électricité, et ces membres ne peuvent pas être également des membres du conseil d'administration ou du conseil de surveillance d'une société qui exerce une activité de production ou de fourniture d'électricité.

Quant aux règles applicables aux sociétés gestionnaires de réseaux de transport appartenant au 3 septembre 2009 à une entreprise verticalement intégrée qui est à la fois une société gestionnaires d'un réseau de transport d'électricité et une société exerçant une activité de production ou une activité de fourniture d'électricité, selon l'article L. 111-11, doivent agir en toute indépendance vis-à-vis des intérêts des autres parties de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture d'électricité. Ces sociétés ne peuvent pas détenir de participation directe ou indirecte dans une filiale de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture et ne peuvent pas avoir une part de leur capital détenu directement ou indirectement par une autre filiale de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture d'électricité.

La société gestionnaire d'un réseau de transport doit soumettre tous les accords commerciaux et financiers qu'elle a conclut avec l'entreprise verticalement intégrée à l'approbation de la CRE. En plus, toute prestation de services de la part de sociétés composant l'entreprise verticalement intégrée au profit de la société gestionnaire d'un réseau de transport est interdite à l'exception des prestations de services exécutés dans le cadre des

---

<sup>812</sup> L'article L. 111 - 7 du code de l'énergie.

moyens strictement nécessaires à l'activité du gestionnaire de réseau de transport en vue d'assurer, respectivement, l'ajustement ou l'équilibrage du système électrique.

Les sociétés gestionnaires des réseaux de transport d'électricité réunissent dans un code de bonne conduite approuvée par la CRE les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau.

Chaque société gestionnaire d'un réseau de transport est dotée d'un responsable chargé de veiller à la conformité attribuée en propre à la CRE, à la conformité de ses pratiques avec les obligations d'indépendance auxquelles elle est soumise vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'entreprise verticalement intégrée.

Par l'article L. 111 - 40, il est prévu que la société gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est la société issue de la séparation juridique entre les activités de transport et les activités de production et de fourniture de l'entreprise dénommée « *Électricité de France* ».

## **1. L'organisation des entreprises gestionnaires des réseaux publics de distribution**

En principe, pour les deux secteurs électricité et gaz naturel, les compétences générales des collectivités territoriales en tant qu'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz et en tant qu'autorités concédantes de l'exploitation des réseaux publics de distribution sont énoncées à l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales.

En vertu de l'article L. 111 - 52 du code de l'énergie, les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont dans les zones de desserte exclusives respectives, la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par EDF, les entreprises locales de distribution ou de distribution issues de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise EDF.

Les sociétés gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité issues de la séparation entre les activités de distribution et les activités de production ou de fourniture

exercées par EDF sont régies par les lois applicables aux sociétés anonymes sous réserve des dispositions relatives du code de l'énergie.

Le principe de la séparation entre les activités de gestion des réseaux publics de distribution et les activités de production ou de fourniture, la gestion d'un réseau de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain continental est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. La séparation juridique est mise en œuvre par le transfert à une entreprise juridiquement distincte soit des biens propres, autorisations, droits et obligations relatifs à l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité détenus en qualité de concessionnaire ou de sous-traitant du concessionnaire, soit des biens de toute nature non liés à l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité avec les autorisations, droits et obligations qui y sont attachés.<sup>813</sup>

La société gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité qui dessert plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain continental assure l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux de distribution d'électricité de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité et réunit les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau et l'adresse à la CRE.

Quant à EDF, elle est une société anonyme dont le capital est détenu à plus de 70 % par l'État et elle peut créer par convention des services communs dotés ou non de la personnalité morale. Chaque gestionnaire du réseau public de transport et de distribution d'électricité préserve la confidentialité des informations déterminées par décret en Conseil d'État d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non discrimination.

La Commission de régulation de l'énergie veille à ce que les fournisseurs d'électricité mettent à disposition de leurs clients les données de consommation sous une forme accessible et harmonisée au niveau national. Les conditions dans lesquelles les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont autorisés à communiquer aux fournisseurs les données de comptage de leurs clients.

---

<sup>813</sup> L'article L. 111 - 59 du code de l'énergie.

### **a. La dissociation et transparence de la comptabilité**

EDF et les entreprises locales de distribution tiennent une comptabilité interne qui doit permettre de distinguer la fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir librement leur fournisseur et la fourniture aux consommateurs finals n'ayant pas exercé ce droit et d'identifier les revenus provenant de la propriété des réseaux publics de distribution.<sup>814</sup>

Lorsque la gestion des réseaux de distribution d'électricité n'est pas assurée par une entité juridiquement distincte, ces opérateurs tiennent un compte séparé au titre de l'activité de distribution. Les entreprises locales de distribution d'électricité font figurer un bilan et un compte de résultat pour chaque activité dans le secteur de l'électricité devant faire l'objet d'une séparation comptable pour l'ensemble de leurs autres activités. De plus, ces entreprises précisent les règles d'imputation des postes d'actif et de passif, des charges et produits qu'elles appliquent pour établir les comptes séparés ainsi que le périmètre de chacune des activités séparées au plan comptable et les principes déterminant les relations financières entre ces activités.

Les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités, qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en œuvre la séparation comptable ainsi que toute modification ultérieure de ces règles, périmètres ou principes sont approuvées par la CRE dans des conditions fixées par voie réglementaire. La CRE veille à ce que ces règles, ces périmètres et ces principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence dans le marché électrique.

### **b. Le droit d'accès aux réseaux et aux installations électriques**

Le droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution électrique est garanti par les gestionnaires de ces réseaux pour assurer les missions de service public, l'exécution des contrats d'achat d'électricité, l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclu par un producteur ou par un fournisseur installés sur le territoire national. À cette fin, les contrats sont conclus entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. Dans le cas où les gestionnaires des réseaux publics concernés et les utilisateurs de ces réseaux ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations, notamment les conditions d'accès

---

<sup>814</sup> L'article L. 111 - 84 du code de l'énergie.

aux réseaux et leur utilisation, ainsi que les conditions d'application de la tarification de l'utilisation des réseaux. Tous les contrats et protocoles exécutés doivent être transmis à la CRE.<sup>815</sup>

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution concluent avec toute entreprise vendant de l'électricité à des clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur, un contrat ou si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclu par cette entreprise avec des consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur.

De plus, suite à l'examen de l'éligibilité des demandeurs selon les critères objectifs et non discriminatoires, tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics doit être motivé et notifié à la CRE et au demandeur. Le droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est également garanti à toute collectivité territoriale pour satisfaire à partir de ses installations de production et dans la limite de leur production, les besoins des services publics locaux.

## **2. Le service public**

### **a. Les obligations de service public et la protection des consommateurs**

Dans le respect de l'intérêt général, le service public de l'électricité a pour but d'assurer l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national français. Dans le cadre de la politique énergétique, il contribue à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement et également dans le souci de la protection de l'environnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la maîtrise de la demande d'énergie, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir comme l'utilisation rationnelle de l'énergie. Le droit de tous à l'électricité étant un produit de première nécessité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité en assurant la sécurité d'approvisionnement la qualité et les prix abordables. C'est ainsi qu'en vertu de l'article L. 121 - 2, le service public de l'électricité assure les missions de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, de développement et d'exploitation des

---

<sup>815</sup> Livre I, Titre I, Section 7, Sous - Section 1, Article L. 111 - 91 du code de l'énergie.

réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ainsi que de fourniture d'électricité.

Par ailleurs, pour développer l'équilibre de l'approvisionnement en électricité, il est indispensable de réaliser tout d'abord pour EDF, les objectifs déterminés par la programmation pluriannuelle des investissements de production publiée par le Ministre de l'Énergie et d'assurer l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées. Pour développer et exploiter les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, il faut ainsi assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution et l'interconnexion avec les pays voisins et le raccordement de l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution dans des conditions non discriminatoires.

Au sujet de la compensation des charges résultant des obligations de service public, le code de l'énergie définit dans son article L. 121 - 6 en principe que les charges imputables aux missions de services publics assignés aux opérateurs électriques sont intégralement compensées. En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent les surcoûts évités à EDF, aux entreprises locales de distribution. Lorsque l'objet des contrats est l'achat de l'électricité produite par une installation de production de l'électricité dans une zone non-connectée, les surcoûts sont calculés par rapport à la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente d'électricité. En matière de fourniture d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent aussi les pertes de recettes et les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « *produite de première nécessité* » et les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Le fond de péréquation de l'électricité dont la gestion est confiée à EDF est chargé de répartir entre les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité les charges résultant de la mission d'exploitation des réseaux publics. Ces charges se composent essentiellement de tout ou partie des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité qui ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés de vente d'électricité et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution et la participation à l'aménagement du territoire.

## **b. La mise en œuvre contractuelle des obligations de service public**

En raison des missions de service public, les objectifs permettant de garantir d'exercer des missions de service public font l'objet de contrats conclus entre l'État, EDF et les sociétés gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. L'État, les communes, leurs établissements publics de coopération organisent le service public de l'électricité et le service public du gaz. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité veillent au bon accomplissement des missions du service public de l'électricité et au bon fonctionnement du marché électrique dans le respect des compétences propres de la CRE.<sup>816</sup>

Les contrats énumérés dans l'article L. 121 - 46 sont ceux sur les exigences de service public en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs, les moyens permettant d'assurer l'accès au service public, les modalités d'évaluation des coûts entraînés par la mise en œuvre du contrat et de compensation des charges correspondantes, l'évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente de l'électricité, la politique de recherche et développement des entreprises, la politique de protection de l'environnement, incluant l'utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l'effet de serre, les objectifs pluriannuels en matière d'enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité, le cas échéant, les modalités de mise en œuvre d'une gestion coordonnée des ouvrages hydroélectriques.

## **B. Les dispositions sur la commission de régulation de l'énergie (« CRE »)**

Dans le 3<sup>ème</sup> titre du premier livre du code de l'énergie, l'article 131 - 1 et les suivants élaborent des missions de la CRE. Ainsi, la CRE doit concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique fixés par l'article 1<sup>er</sup> de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et par les articles de l'environnement, les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de maîtrise de l'énergie et de production d'énergie renouvelable. La CRE veille à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. La CRE assure également des obligations par le respect des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et du gaz naturel et l'efficacité des mesures de protection des consommateurs.

---

<sup>816</sup> L'article L. 121 - 45 du code de l'énergie.



Jusqu'à mars 2012 au travers de la procédure dite de certification, la CRE devra vérifier que les sociétés de transport d'électricité ou de gaz remplissent bien l'ensemble des exigences posées dans l'option « ITO » de manière à pouvoir être désignées comme gestionnaires de réseau. En matière de suivi des investissements des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité, la CRE dispose ainsi de nouvelles compétences. Les sociétés restructurées sous le modèle « ITO » sont tenues d'élaborer un plan ou schéma décennal de développement du réseau dont l'irrespect peut conduire à des sanctions.

La CRE surveille les transactions effectuées, la cohérence des offres et les garanties de capacités faites par et entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges frontaliers pour l'électricité et le gaz naturel et leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. En matière de prix et du marché de détail, la CRE a le droit de formuler ses avis et proposer des mesures pour le bon fonctionnement et la transparence des marchés de l'électricité et du gaz naturel en France. En plus, afin d'analyser la cohérence des transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires, la CRE est en charge de surveiller les transactions entre les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

La composition et le fonctionnement de la CRE ont été également traités dans le code de l'énergie. La CRE se compose d'un collège et d'un comité de règlement des différends et des sanctions et ces derniers délibèrent à la majorité des membres présents. Dans l'article L. 134 - 1, il est défini les contenus des décisions de la CRE. C'est ainsi que la CRE précise les règles concernant les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux, les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs, la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts, la conclusion de contrats d'achat et de réservation par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution, les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités, la méthode de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et les conditions d'accès et de raccordement aux réseaux publics des

nouvelles interconnexions prévues à l'article 17 du règlement n° 714/2009 sur les conditions d'accès aux réseaux pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

En outre, la CRE approuve les programmes annuels d'investissements, les modalités de participation et règles de détermination de la rémunération des capacités de réglage de la fréquence. La CRE propose les conditions et les prix de vente de l'électricité nucléaire historique aux fournisseurs et peut s'opposer aux méthodes de calcul des barèmes de raccordement et peut imposer la modification du plan ou du schéma décennal de développement du réseau aux gestionnaires des réseaux de transport d'électricité et du gaz. En cas de carence de la réalisation des investissements prévu au plan ou schéma décennal par le gestionnaire du réseau de transport, la CRE peut procéder à un appel d'offres pour l'exécution de cet investissement.

Consulté sur les projets relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et les projets fixant les obligations d'EDF et des fournisseurs bénéficiant de l'électricité nucléaire historique et les conditions de calcul des volumes et conditions d'achat, la CRE coopère avec les autorités de régulations des autres États membres de l'Union européenne et ACER qui a été instituée par le règlement n° 713/2009.

En cas d'abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, la CRE saisit l'Autorité de la concurrence. L'Autorité de la concurrence communique aussi à la CRE toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci.

Le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE peut être saisi en cas de différend entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de transport d'électricité. Le pouvoir de sanction de la CRE s'exerce par le comité de règlement des différends et des sanctions soit d'office, soit à la demande du ministre chargé de l'énergie, de l'environnement, d'une organisation professionnelle.

## **§ 2. Le rôle de l'État et l'organisation du marché électrique**

Le code de l'énergie prévoit des dispositions détaillées sur le rôle de l'État dans le secteur de l'énergie (A) et la réorganisation du marché électrique (B).

### **A. Le rôle de l'État dans le secteur de l'énergie**

Les principaux rôles de l'État dans le secteur de l'énergie prévus par le code de l'énergie sont la programmation des capacités de production d'énergie (1) et la veille régulière à la mise en œuvre de la politique énergétique (2).

#### **1. La programmation des capacités de production d'énergie**

Dans le cadre de l'évaluation des besoins et de la programmation des capacités énergétiques, les articles L. 141 - 1 et suivants prévoient qu'afin de permettre l'élaboration par l'autorité administrative de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, dont le périmètre tient compte de l'ensemble du territoire des zones non interconnectées au réseau public de transport d'électricité, le gestionnaire du réseau public de transport établit au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, un bilan prévisionnel pluriannuel dans lequel figure toutes les capacités de transport, de distribution et les échanges avec les réseaux étrangers et les évolutions de la consommation. Le gestionnaire du réseau public de transport a accès à toutes les informations utiles auprès des gestionnaires de réseaux publics de distribution, des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs. Les gestionnaires des réseaux publics de distribution des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental élaborent un bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité dans leur zone de desserte.

#### **2. Le suivi de la mise en œuvre de la politique énergétique**

Les dispositions applicables à toute sorte d'énergie prévoient qu'afin de permettre toute personne physique ou morale qui produit, transporte, distribue, importe, stocke, exporte ou fournit de l'énergie adresse à l'autorité administrative, les données relatives à son activité doivent être accessibles pour l'application des dispositions du code de l'énergie à la politique énergétique, à l'établissement de statistiques aux fins d'élaboration de la politiques énergétiques.

Spécifiquement pour les secteurs de l'électricité et du gaz, pour l'accomplissement des missions, le ministre chargé de l'énergie recueille les informations nécessaires auprès de la

CRE et des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations des entreprises sur le marché de l'électricité et du gaz naturel.<sup>817</sup> Pour l'application des dispositions du code de l'énergie relatives au secteur de l'électricité et du gaz, les ministres chargés à l'énergie et à l'économie ont le droit d'accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel ainsi qu'aux informations économiques et financières pour procéder à leur mission de surveillance.

En outre, les informations statistiques des entreprises garantissant la fourniture de gaz et d'électricité aux consommateurs industriels finals sont l'ensemble des industriels qui utilisent le gaz ou l'électricité pour en consommer l'énergie à l'exclusion des centrales électriques publiques qui se servent du gaz pour produire de l'électricité.

Pour l'organisation de la recherche en matière d'énergie, le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé de la recherche arrêtent et rendent publique une stratégie nationale de la recherche énergétique. La stratégie nationale de la recherche en matière d'énergie fondée sur les objectifs définis à l'article 5 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique et détermine les priorités des sujets de recherche dans le domaine énergétique et organise l'articulation entre les recherches publique et privé.

## **B. Les dispositions relatives à l'électricité**

### **1. La production d'électricité**

Le livre III du code de l'énergie traite de l'électricité<sup>818</sup> et le titre I élabore la production de l'électricité. L'exploitation d'une installation de production électrique est subordonnée à une autorisation administrative. Dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'investissement de production, les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne sous réserve des dispositions du code général des collectivités territoriales dès lors que cette personne est titulaire de l'autorisation d'exploiter. Les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture dès lors qu'elles sont dotées de la

---

<sup>817</sup> L'article L. 142 - 4 du code de l'énergie.

<sup>818</sup> Les dispositions particulières à la production d'électricité nucléaires sont soumises au régime prévu au titre IV de la loi n° 2006 - 686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire et à l'article 20 de la loi n° 2006 - 739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Selon l'article L. 313 - 2, « *Les dispositions relatives à la gestion durable des déchets radioactifs sont énoncées au chapitre II du titre IV et du chapitre IV du titre IX du livre V du code de l'environnement ainsi qu'aux articles 3, 4, 20 et 21 de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs* ». Concernant les dispositions particulières à la production hydroélectrique, l'article L. 312 - 1 prévoit que « *La production hydroélectrique est régie par les dispositions du livre V en tant qu'elles concernent l'hydroélectricité* ».

personnalité morale et de l'autonomie financière, peuvent exploiter des installations de production d'électricité pour satisfaire les besoins des clients situés dans leur zone de desserte exclusive.

#### **a. L'autorisation de l'exploitation**

L'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité est délivrée par l'autorité administrative en tenant compte des certains critères tels que la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés, l'efficacité énergétique, les capacités techniques, économiques et financières du demandeur, la compatibilité avec les principes et les missions de service public et la protection de l'environnement. Cette autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'exploitant, l'autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision de l'autorité administrative.

L'article L. 311 (5) et (6) précise que les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à un seuil, dépendant du type d'énergie utilisée et fixé par décret en Conseil d'État, sont réputées autorisées. Les installations existantes, régulièrement établies au 11 février 2000, sont également réputées autorisées. Lorsque l'augmentation de la puissance installée d'une installation existante est inférieure à 10 %, elle fait l'objet d'une déclaration de l'exploitant adressée à l'autorité administrative. EDF et les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture ne peuvent acheter l'énergie produite par les producteurs installés sur le territoire national que si leurs installations ont été régulièrement autorisées.

#### **b. L'appel d'offres**

Dans le cas où les capacités de production ne satisfont pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres. Les modalités de l'appel d'offres sont définies par décret en Conseil d'État. Les critères<sup>819</sup> de sélection pour l'autorisation d'exploiter sont également exigés pour l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres qui est ouvert à ceux qui exploitent ou désirent construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un État membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre État.

---

<sup>819</sup> L'article L. 311 – 5 du code de l'énergie.

Par voie réglementaire, l'autorité administrative désigne le ou les candidats retenus et délivre les autorisations. En vertu de l'article L. 311 - 12, à l'issue de l'appel d'offres, les autorisations ne sont pas retenues, EDF et si les installations de production sont raccordés aux réseaux de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres. En le faisant, EDF et les entreprises locales de distribution doivent préserver la confidentialité de toute sorte d'information dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non discrimination.

Si l'exploitant ne respecte pas les prescriptions définies par l'autorisation ou la concession, le contrat d'achat de l'énergie produite conclu avec EDF ou une entreprise locale de distribution ou si l'autorité administrative constate qu'une installation n'est pas régulièrement autorisée ou concédée, il est suspendu ou résilié dans les conditions fixées par décret en Conseil d'État. À la suite d'avoir eu constat une telle infraction, le code de l'énergie prévoit les sanctions administratives et pénales dans les articles L. 311 - 16, 17, 18, 19.

À propos de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelables, le code de l'énergie prévoit que sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, EDF et les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture sont tenues de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite sur le territoire national par les installations valorisant des déchets ménagers et alimentant des réseaux de chaleur et les installations de production d'électricité qui utilisent des énergies renouvelables et les installations qui mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique telles que la cogénération.

Lorsque les quantités d'électricité produites par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat raccordées au réseau dans la zone de desserte d'une entreprise locale de distribution excèdent les quantités d'électricité que cette entreprise peut écouler auprès des clients situés dans sa zone de desserte, EDF est tenue de conclure avec cette entreprise un contrat pour l'achat de ce surplus d'électricité.<sup>820</sup> De même, le code de l'énergie envisage les garanties d'origine pour l'électricité produite à partir d'énergie renouvelables ou par cogénération. Ainsi que le gestionnaire du réseau public de transport délivre aux producteurs

---

<sup>820</sup> L'article L. 314 - 5 du code de l'énergie.

qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. La délivrance de garanties d'origine n'est pas subordonnée à l'accès de l'électricité produite au réseau de transport ou de distribution. L'acheteur de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération est subrogé au producteur de cette électricité dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes. Un décret en Conseil d'État détermine les conditions de délivrance des garanties d'origine et de tenue du registre, les tarifs d'accès ainsi que les pouvoirs, moyens d'action et de contrôle attribués aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

## **2. Le transport d'électricité**

### **a. L'autorité concédante du réseau public de transport d'électricité**

L'État attribue à la concession de la gestion du réseau public de transport d'électricité et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la CRE. Il convient de souligner que l'acte de concession ne peut pas imposer au concessionnaire au titre de la rémunération du concédant une charge pécuniaire autre que les redevances.

Selon l'article L. 321 - 4 du code de l'énergie, le réseau public de transport est constitué par les ouvrages exploités au 11 août 2004 par le gestionnaire du réseau public de transport et par les ouvrages de tension supérieure ou égale à 50 kV qui après cette date sont créés sur le territoire métropolitain continental ou transférés au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Les lignes directes, les ouvrages des concessions de distribution de service public, les ouvrages déclassés sont exclus du réseau public de transport. Un décret en Conseil d'État définit, en particulier pour les postes de transformation, les conditions de l'appartenance au réseau public de transport des ouvrages ou parties d'ouvrages mentionnés aux 1° et 2°, notamment en ce qui concerne leurs caractéristiques, leurs fonctions ou la date de leur mise en service.

Quant aux missions du gestionnaire du réseau public de transport, ce dernier exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des consommateurs, la connexion avec les réseaux publics de distribution et l'interconnexion avec les réseaux des autres pays européens et le gestionnaire du réseau de transport procède aux comptages nécessaires pour exercer ses missions.

À cet effet, il élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Le schéma prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'État, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Le schéma décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la CRE.

Selon des modalités qu'elle détermine, la CRE consulte les utilisateurs du réseau public; elle rend publique la synthèse de cette consultation et vérifie si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement n° 714/2009. En cas de doute sur cette cohérence, la CRE peut consulter ACER et peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau. Pour l'application du schéma décennal, la direction générale ou le directoire de la société gestionnaire du réseau public de transport établit un programme annuel d'investissements, qu'il soumet à l'approbation préalable de la CRE.

De plus, la CRE élabore le cahier des charges de l'appel d'offres et procède à la désignation des candidats retenus. Sa décision portant désignation des candidats est transmise à l'autorité administrative en vue de sa publication au Journal officiel de la République française. La procédure d'appel d'offres est précisée par voie réglementaire. Les candidats retenus bénéficient des mêmes droits et sont soumis aux mêmes obligations que ceux du gestionnaire du réseau public de transport pour la réalisation des ouvrages électriques. Ceux-ci sont remis, dès l'achèvement des travaux, au gestionnaire du réseau public de transport.

En vertu des règles approuvées par la CRE, le gestionnaire du réseau public de transport élabore un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables qui définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Sur la demande des collectivités territoriales, le



gestionnaire du réseau public de transport peut participer au financement de la mise en souterrain des ouvrages existants par une comptabilité séparée spécifiquement pour ce type d'investissements.

Afin de garantir l'accès technique au réseau public de transport, le gestionnaire du réseau met en œuvre les programmes d'appel et les programmes d'approvisionnement qui sont établis par les organismes en charge de la fourniture aux clients et sont soumis au gestionnaire du réseau public de transport qui s'assure avant leur mise en œuvre de leur équilibre avec ses prévisions de la distribution.

Selon l'article 321 - 10 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité doit assurer l'équilibre des flux d'électricité à tout instant pour assurer la sécurité, l'efficacité des réseaux et surveille le respect des règles relatives à l'interconnexion des différents réseaux nationaux de transport d'électricité. Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité. À cette fin, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

En supplément, le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. De surcroît, l'article L. 312 - 12 dispose que « *Le gestionnaire du réseau public de transport peut conclure des contrats de réservation de puissance avec les consommateurs raccordés au réseau public de transport ou aux réseaux publics de distribution, lorsque leurs capacités d'effacement de consommation sont de nature à renforcer la sûreté du système électrique, notamment dans les périodes de surconsommation. Les coûts associés sont répartis entre les utilisateurs de ces réseaux et les responsables d'équilibre dans le cadre du règlement des écarts. Lorsqu'il décide de solliciter la mise en application d'un contrat de réservation de puissance conclu en vertu du présent article, le gestionnaire du réseau public de transport informe les gestionnaires des réseaux publics de distribution concernés* ».

## **b. La qualité de l'électricité**

Le gestionnaire du réseau public de transport conçoit et exploite ce réseau de façon à assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les

utilisations usuelles de l'énergie électrique. Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau public de transport et sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique. Dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'alinéa précédent, le cahier des charges de concession du réseau public de transport fixe les niveaux de qualité requis.

Lorsque le fonctionnement normal du réseau public de transport est menacé de manière grave et immédiate ou requiert des appels aux réserves mobilisables, le gestionnaire du réseau public de transport procède, à son initiative, à l'interruption instantanée de la consommation des consommateurs finals raccordés au réseau public de transport et à profil d'interruption instantanée. Les conditions d'agrément des consommateurs finals à profil d'interruption instantanée, les modalités techniques générales de l'interruption instantanée et la liste des consommateurs finals à profil d'interruption instantanée agréés sont fixées par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la CRE. Les sujétions de service public ainsi imposées aux consommateurs finals à profil d'interruption instantanée agréés font l'objet d'une compensation par le gestionnaire du réseau public de transport dans des conditions fixées par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.

### **3. La distribution d'électricité**

#### **a. Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité**

Le code général des collectivités territoriales définit les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité. Le gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité exerce ses missions dans les conditions déterminées par un cahier des charges pour les concessions ou un règlement de service pour les régies. Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution d'électricité.

#### **b. Les missions du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité**

Un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité est chargé de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissements et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux. Elle assure la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, de conclure et

gère les contrats de concession, assure l'accès à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires. Il fournit aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, d'exploiter ces réseaux et en assure l'entretien et la maintenance, exerce les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau en particulier la fourniture, la pose, l'entretien et le renouvellement des dispositions de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

Chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille à l'équilibre des flux d'électricité à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite. De manière non-discriminatoire, chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité garantit l'appel des installations de production reliées au réseau public de distribution en liaison avec le gestionnaire du réseau public de transport.

Un gestionnaire de réseau de distribution issu de la séparation juridique imposée à une entreprise locale de distribution a la responsabilité de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de distribution d'électricité dans le but d'en assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité dans la zone qu'il couvre. Il est également chargé de conclure et de gérer les contrats de concession, d'assurer dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires l'accès aux réseaux de distribution et de faire procéder aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions.

### **c. La qualité de l'électricité**

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité exploitent ces réseaux de façon à garantir une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique. Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique.

Les cahiers des charges des concessions de distribution et les règlements de service des régies fixent les niveaux de qualité requis. Lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint en matière d'interruption d'alimentation imputable aux réseaux publics de distribution, l'autorité organisatrice peut obliger le gestionnaire du réseau public de distribution concerné à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

#### **d. Les ouvrages de transport et de distribution d'électricité**

Le droit d'exécuter sur les voies publiques et l'indépendance d'exercer des travaux nécessaires à l'établissement et à l'entretien des ouvrages de transport et de distribution d'électricité se conformant aux conditions du cahier des charges, des règlements et des décrets en Conseil d'État se confèrent à l'autorité concédante qui a le droit pour un motif d'intérêt public, d'exiger la suppression d'une partie quelconque des ouvrages d'une concession ou d'en faire modifier les dispositions et le tracé. Si les obligations et droits du concessionnaire ne sont déterminés ni par le cahier des charges ni par une convention postérieure, le juge administratif va fixer l'indemnité due à la suite d'un tel travail exécuté par le concessionnaire.

Le code général des collectivités territoriales et la loi n° 53-661 fixant le régime de redevance dues pour l'occupation du domaine public par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité et de gaz prévoient le régime des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public des collectivités territoriales par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité. Quant aux ouvrages qui relevaient au 11 août 2004 d'une concession de distribution d'électricité aux services publics délivrés par l'État, ils demeurent soumis à cette concession.

#### **4. La commercialisation d'électricité**

L'article 331 - 1 du code de l'énergie dispose que « *Tout client qui achète de l'électricité pour sa propre consommation ou qui achète de l'électricité pour la revendre a le droit de choisir son fournisseur d'électricité. Il peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur d'électricité de son choix installé sur le territoire d'un Etat membre de l'Union européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre Etat* ». Par le site de consommation, tout consommateur final d'électricité exerce ainsi ce droit attribué par le code de l'énergie et la résiliation de son contrat en cours au tarif réglementé en vue de la fourniture d'électricité de son site peut donner lieu une indemnité. Dans un an suite à la modification du fournisseur du consommateur, EDF ou l'entreprise locale de distribution chargée de la fourniture a droit à indemnité en contrepartie des primes fixes dues pour l'électricité effectivement consommée.

Pour les contrats de vente d'électricité, les dispositions<sup>821</sup> concernant les contrats du code de la consommation sont également applicables aux contrats conclus entre les

---

<sup>821</sup> Les dispositions des articles L. 121 - 86 à L. 121 - 94 du code de la consommation.

fournisseurs d'électricité et les consommateurs et aux contrats conclus entre les fournisseurs et les non professionnels pour une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères. Lorsque le fournisseur d'électricité facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, en application des dispositions des articles relatives L. 111-92 et L. 332-3 du code de l'énergie, chaque kilowattheure consommé est facturé au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux. De surcroît, les fournisseurs communiquent aux consommateurs qui souscrivent une puissance égale ou inférieure à 36 kilovoltampères (kVA) leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix.

Afin d'avoir le droit d'achat d'électricité pour revente<sup>822</sup>, les fournisseurs souhaitant exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes doivent être titulaires. L'autorisation se délivre selon les capacités techniques, économiques et financière du demandeur, de la comptabilité du projet du demandeur avec les obligations pesant sur les fournisseurs d'électricité. Le Conseil d'État déclare un décret déterminant les conditions d'application et les obligations en matière d'information des consommateurs d'électricité qui s'imposent tant aux fournisseurs qu'aux services de distribution et aux producteurs.

Dans le but de suivre les principes de bon fonctionnement, la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité et de contribuer à la protection des consommateurs contre les défaillances des fournisseurs ainsi qu'à la continuité de leur approvisionnement, l'autorité administrative peut interdire sans délai l'exercice de l'activité d'achat pour revente d'un fournisseur lorsque ce dernier ne s'acquitte plus des écarts générés par son activité. Dans le cas où un fournisseur fait l'objet d'une interdiction d'exercer l'activité d'achat pour revente, les contrats conclus par ce fournisseur avec des consommateurs, avec des responsables d'équilibre et avec des gestionnaires de réseaux sont résiliés de plein droit à la date d'effet de l'interdiction.

#### **a. La contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité**

En fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, chaque fournisseur d'électricité contribue en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation durant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs

---

<sup>822</sup> L'article L. 333 - 1.

est la plus élevée, chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacité d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre et pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel, les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu. Afin de résorber l'éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles, les garanties de capacité sont requises avec une anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production et d'effacement nécessaires.

Le mécanisme d'obligation de capacité prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens. La capacité d'une installation de production ou d'une capacité d'effacement de consommation est certifiée par contrat conclu entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport. En outre, il convient de préciser que les garanties de capacités sont échangeables et cessibles.

#### **b. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique**

En faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français pour assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique produite par les centrales nucléaires est ouvert pour une période transitoire à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour les pertes. De même, afin de garantir un accès transparent, équitable et non discriminatoire à l'électricité produite par les centrales nucléaires pour les fournisseurs d'électricité et les propriétaires des centrales nucléaires, la CRE propose les prix et calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et surveille les transactions effectuées par ces fournisseurs et s'assure de la cohérence entre les volumes d'électricité nucléaire historique bénéficiant de l'accès régulé et la consommation des consommateurs finals.

Le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé est déterminé par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la CRE en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. Ce volume global maximal, qui demeure strictement proportionné aux objectifs poursuivis, ne peut excéder 100 térawattheures par an. Les conditions d'achat reflètent les conditions

économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010. Les conditions dans lesquelles s'effectue cette vente sont définies par arrêté du Ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la CRE.

Selon une périodicité infra-annuelle, la CRE fixe le volume cédé à chaque fournisseur et le lui notifie. Les échanges d'informations sont organisés, sous le contrôle de la CRE, notamment par le gestionnaire du réseau public de transport, de telle sorte qu'EDF ne puisse pas avoir accès à des positions individuelles. À compter du 1<sup>er</sup> août 2013 les droits des fournisseurs est augmenté de manière progressive en suivant un échéancier sur trois ans défini par arrêté du ministre chargé de l'énergie, pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Ces volumes supplémentaires s'ajoutent au plafond fixé et les ministres de l'énergie et de l'économie peuvent, par arrêté conjoint, suspendre le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et la cession par EDF de tout ou partie des volumes d'électricité correspondant à ce dispositif transitoire d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique jusqu'au 31 décembre 2025. Avant le 31 décembre 2015 puis tous les cinq ans sur la base de rapports de la CRE et de l'autorité de la concurrence, les ministres de l'énergie et de l'économie procèdent à l'évaluation du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique qui porte sur la mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, son impact sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité et la cohérence entre le prix des offres de détail et le prix régulé d'accès à l'électricité nucléaire historique, son impact sur le fonctionnement du marché de gros et sur la conclusion de contrats de gré à gré entre les fournisseurs et EDF est sur la participation des acteurs aux investissements dans les moyens de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité.

### **c. Les tarifs et les prix d'électricité**

Selon l'article L. 337 - 1, le deuxième alinéa de l'article L. 410 - 2 du code de commerce s'applique au prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution ou aux entreprises issues de la séparation juridique des activités des entreprises locales de distribution.

Quant à la tarification spéciale « *produit de première nécessité* », les tarifs de vente d'électricité aux consommateurs domestiques tiennent compte du caractère indispensable de

l'électricité pour les consommateurs dont les revenus du foyer sont au regard de la composition familiale, inférieurs à un plafond, en instaurant pour une tranche de leur consommation une tarification spéciale. Chaque organisme d'assurance maladie constitue un fichier regroupant les ayants droit potentiels pour mettre en œuvre le tarif spécial produit de première nécessité.

En fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures et de coûts liés à ces fournitures, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis. En vue de mettre en place les tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE les transmet aux Ministres chargés de l'énergie et de l'économie. C'est ainsi que sur avis de la CRE, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont arrêtés par les Ministres de l'énergie et de l'économie jusqu'au 7 décembre 2015. Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation.

Pour les entreprises locales de distribution desservant plus de cent mille clients, les tarifs de cession pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux est limité au 31 décembre 2013. La CRE transmet aux ministres de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de tarifs de cession. Le prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est arrêté par les Ministres de l'énergie et de l'économie sur avis de la CRE. Chaque année sur la base des documents permettant d'identifier l'ensemble des coûts exposés dans le périmètre d'activité des centrales nucléaires, selon les méthodes usuelles, le prix est réexaminé s'il représente des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires.

## **5. L'accès et le raccordement aux réseaux**

Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires des réseaux.

À la demande des gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, la CRE se prononce sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics



de transport et de distribution d'électricité, ainsi que sur celles des tarifs des prestations annexes. Elle peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité. La CRE prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. En outre, les cahiers des charges des concessions et les règlements de service des régies de distribution d'électricité doivent être en conformité avec les dispositions du code de l'énergie.

#### **a. Le raccordement aux réseaux**

Le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics comprend la création d'ouvrages d'extension, d'ouvrages de branchement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants. Les ouvrages de raccordement relèvent des réseaux publics de transport et de distribution. Un décret précise la consistance des ouvrages de branchement et d'extension.

La convention de raccordement, liant le gestionnaire du réseau public de transport et le demandeur de raccordement, est établie sur la base de modèles publiés par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modèles sont approuvés par la CRE. Ces modèles sont révisés sur l'initiative du gestionnaire de réseau de transport ou à la demande de la CRE.

Afin d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau et la qualité de son fonctionnement, sont fixées par voie réglementaire les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire en cas de raccordement au réseau public de transport d'électricité, les installations des producteurs et des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion et les lignes directes et de raccordement au réseau public de distribution d'électricité, les installations des producteurs, les installations des consommateurs, les circuits d'interconnexion et les lignes directes.

Les méthodes de calcul des coûts de la contribution établies par le gestionnaire du réseau public de transport sont soumises à l'approbation de la CRE. Lorsque le gestionnaire du réseau public de distribution est le maître d'ouvrage des travaux, les principes généraux de

calcul de la contribution sont arrêtés conjointement par les Ministres de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

La convention ou le protocole de raccordement liant un gestionnaire du réseau public de distribution et le demandeur de raccordement est établie sur la base de modèles publiés par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

### **b. Les lignes directes**

En vertu de l'article L. 343 - 1, afin d'assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou un fournisseur installés sur le territoire national et afin de permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, la construction de lignes directes complémentaires aux réseaux publics de transport et de distribution est autorisée par l'autorité administrative en application des législations relatives à la construction, à l'exécution des travaux et à la mise en service de lignes électriques sous réserve que le demandeur ait la libre disposition des terrains où doivent être situés les ouvrages projetés ou bénéficie d'une permission de voirie. Pour délivrer les autorisations, l'autorité administrative prend en compte les prescriptions environnementales applicables dans la zone concernée. Toutefois, l'autorité administrative peut refuser l'autorisation de construire une ligne directe si l'octroi de cette autorisation est incompatible avec des impératifs d'intérêt général ou le bon accomplissement des missions de service public.

Les autorisations de construire et d'exploiter une ligne directe sont délivrées pour une durée ne pouvant pas excéder vingt ans. Les autorisations initiales et les renouvellements d'autorisation sont accordés sous réserve du respect de dispositions concernant l'intégration visuelle des lignes directes dans l'environnement, identiques à celles contenues dans les cahiers des charges des concessions ou dans les règlements de service des régies, applicables aux réseaux publics.

En cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution ou en l'absence de réponse du gestionnaire de réseau concerné, le demandeur d'une autorisation de construire une ligne directe peut bénéficier d'une déclaration d'utilité publique pour l'institution, de servitudes d'ancrage, d'appui, de passage et d'abattage d'arbres nécessaires à l'établissement d'une ligne directe, à l'exclusion de toute expropriation et de toute possibilité pour les agents du bénéficiaire de pénétrer dans les locaux d'habitation. Il est procédé à une enquête publique. Les propriétaires affectés par les servitudes sont appelés à présenter leurs observations. Les indemnités dues en raison des servitudes sont versées au propriétaire et à

l'exploitant du fonds pourvu d'un titre régulier d'occupation, en considération du préjudice direct, matériel et certain subi par chacun d'eux en leur qualité respective.

## CHAPTITRE III

### LES EFFETS JURIDIQUES DU TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE

#### SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE TURC

Les règles d'organisation du secteur électrique à l'échelle européenne prévues par le troisième paquet énergie ont pour objectif de développer un marché interne de l'électricité concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental. Le processus de la libéralisation du marché électrique turc à la lumière des directives énergétiques européens qui a démarré en 2001 dans le marché électrique turc par la loi n° 4628 s'est accéléré en 2003 par la période de la transition graduelle. En parallèle, la gestion de l'énergie du marché énergétique de l'Union européenne a été examinée, une nouvelle structure pour le marché énergétique turc a été préparée. En 2006, le marché d'équilibrage et de conciliation d'électricité a commencé à fonctionner.

En 2008, un paquet législatif sur le développement de la sécurité d'approvisionnement et des investissements d'infrastructure énergétiques a été adopté. Selon cette nouvelle loi, si nécessaire, le gouvernement peut produire l'électricité avec le secteur privé. La limite des consommateurs éligibles a été réduite à 1,2 GWh et le marché de l'électricité était ouvert à environ 41 %. En juillet 2008, le mécanisme de tarification basé sur les coûts est entré en vigueur. Ce mécanisme permet aux entreprises d'économie publique de refléter le changement dans leur produits/les coûts d'entrée à leur prix de réduction, c'est ainsi que le mécanisme de tarification aiderait à attendre les meilleurs et durable prix dans le marché énergétique et le développement du statut financier des entreprises d'économie publique. Néanmoins, les subventions croisées ont continué dans le secteur électrique turc et les facteurs hors coûts comme l'Établissement de Radio et Télévision de la Turquie (« TRT ») continue à être inclus dans les factures d'électricité. Pendant cette période, le processus de la privatisation a été complété pour quatre régions de distribution de l'électricité. En plus, le montant de l'électricité que les autoproducteurs peuvent vendre dans le marché électrique a été augmenté de 30 % à 50%. À la fin de 2008, les entreprises d'économie publique ont produit 48.3 % de l'électricité dans le pays.

Quant on est arrivé en 2009 la Turquie est entrée dans un processus de réformes et ouvert d'une manière graduelle son marché énergétique à la concurrence. La loi n° 4628 sur le marché électrique turc ne répondait plus aux besoins de son marché électrique qui était en train d'être libéralisé et privatisé en vue de satisfaire les obligations imposées par les politiques énergétiques de l'Union européenne.<sup>823</sup> À cette fin, le législateur turc a préparé le nouveau règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique 2009<sup>824</sup> (« nouveau DUY ») publié dans le Journal officiel n° 27200 du le 14 avril 2009<sup>825</sup> et remplacé son précédent du 3 novembre 2004. En parallèle, la limite des consommateurs éligibles a été diminuée à 480 000 kWh et 11 centrales avec la capacité installée totale de 140 MW ont été privatisées. Pendant cette période, la privatisation des deux régions par le biais des méthodes de la vente en bloc des atouts de la distribution a été complétée et celle de deux autres régions a est arrivée à la dernière phase. Six zones géothermales pour la production d'électricité ont été privatisées. Le 1<sup>ère</sup> décembre 2009, la planification de la journée à venir, le marché d'équilibrage de la puissance et la conciliation horaire ont démarrés.

En 2010, la Turquie a fait plusieurs démarches positives concernant la libéralisation du marché électrique. Avec les nouveaux investissements du secteur privé, la capacité installée de la Turquie a augmenté à 2 800 MW et les investissements privés dans le secteur électrique étaient 3.1 milliard Euro en 2010. Sur la mise en œuvre de la nouvelle réglementation d'équilibrage et de règlement, les procédures de commercialisation du marché électrique modern ont démarré. La régulation pour les licences du marché électrique et l'achèvement de la procédure d'évaluation de l'effet environnemental est devenue une condition préalable pour l'obtention des licences de la production d'électricité.<sup>826</sup> La limite du consommateur éligible a été réduite à 100 000 kWh et le taux de la libéralisation du marché électrique était arrivé à 63 %. Trois entreprises privées ont commencé à exploiter dans le secteur de la distribution d'électricité et le processus de la privatisation de cinq régions de la distribution d'électricité ont été complétés et leurs actifs ont été transférés à leurs nouveaux propriétaires.

---

<sup>823</sup> Le rapport d'activité du marché électrique d'EPDK 2010, p. 7.

<sup>824</sup> Publié dans le Journal officiel n° 27200 <http://www.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/mevzuat?id=36> (consulté le 23 décembre 2014).

<sup>825</sup> Voir la version en anglais du règlement 2009 disponible sur <http://www.emra.org.tr/index.php/electricity-market/legislation> (consulté le 23 décembre 2014).

<sup>826</sup> DEMİR Muhammed, Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağının Üretim Faaliyeti Açısından Değerlendirilmesi (« L'évaluation de l'activité de la production d'électricité dans le projet de loi sur le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 47.

Le secteur privé a établi l'énergie renouvelable<sup>827</sup> d'environ de 1000 MW en 2010. Les plans de la Turquie pour installer 5% de sa capacité installée jusqu'en 2013 à partir des centrales nucléaires ont été bien avancés.<sup>828</sup> Le 1<sup>ère</sup> décembre 2011, à la place de la planification de la journée à venir, le marché de l'avance de journée, le mécanisme de garantie via les banques et du paiement d'avance ont été mis en place.

En 2012 la production d'électricité en Turquie était de 239 101 GWh, la consommation d'électricité était de 241 974 GWh. La puissance installée était de 57 058 MWh. La même année, les ressources primaires pour la production d'électricité en Turquie étaient le gaz naturel pour 43% de la production d'électricité, l'énergie hydrolique pour 24%, le lignite 14%, le charbon 15 % et l'éolien 3%.

Le nouveau règlement DUY a également été modifié à plusieurs reprises jusqu'en 2013.<sup>829</sup> Par la suite, les travaux préparatoires pour une nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique ont été lancés, et la nouvelle loi est entrée en vigueur le 14 mars 2013.

En conclusion, le marché énergétique de la Turquie qui est le deuxième pays en 2014 ayant l'accélération en consommation d'énergie dans le monde entier après la Chine, est devenu un marché très attractif pour les investisseurs étrangers. C'est la raison pour laquelle, il importe d'analyser les dispositions de la nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique turc qui a été préparée pour mieux répondre aux besoins des acteurs et investisseurs d'un nouveau marché électrique libéralisé et privatisé. Dans ce contexte, il convient d'examiner d'abord les activités et le mécanisme de licence des activités du marché électrique (Section 1), et par la suite, la nouvelle Bourse d'Énergie en Turquie et le nouveau règlement DUY (Section 2).

---

<sup>827</sup> ŞANLI Barış , Elektrik Piyasası : Nasıl bir değişim ? (« Le marché électrique : comment changer ? »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 6 - 17.

<sup>828</sup> Le rapport d'activité du marché électrique d'EPDK 2010, p. 16.

<sup>829</sup> La dernière version du nouveau règlement DUY a été modifié par le règlement publié dans le Journal officiel n° 28519 du 5 janvier 2013.

## SECTION 1.

### LA NOUVELLE LOI N° 6446

### SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE TURC

La loi n° 6446 du 14 mars 2013 est entrée en vigueur à la suite de sa publication dans le Journal officiel n° 28603 du 30 mars 2013. La loi n° 6446 sur le marché électrique turc n'a pas abrogé l'ancienne loi n° 4628 sur le marché électrique turc, mais l'a modifié partiellement et changé son intitulé en tant que la loi sur l'organisation et les tâches de l'Établissement de la régulation du marché d'énergie.<sup>830</sup>

L'objectif de la loi n° 6446 est, similairement à la loi précédente, d'offrir l'électricité suffisante, durable, de bonne qualité, à prix abordable et compatible avec l'environnement aux consommateurs, de créer un marché de l'électricité qui fonctionne dans un environnement concurrentiel en vertu des dispositions du droit privé, financièrement puissant, transparent et stable et d'assurer l'organisation indépendante de l'établissement de la régulation du marché énergétique.

Dans ce but, la nouvelle loi n° 6446 redéfinit les activités du marché électrique, les mécanismes de licences et apporte des systèmes de production pour les clients. Par exemple, en vue de protéger les clients qui achètent l'énergie électrique de la différence de prix entre les différentes zones de distribution d'électricité, dans son article premier temporaire la nouvelle loi n° 6446 prévoit les tarifs nationaux et la subvention croisée qui sera appliqués jusqu'au 31 décembre 2015.

#### **§ 1. Les nouvelles dispositions sur les activités du marché électrique turc**

À la différence de l'ancienne loi n° 4628 sur le marché électrique, la nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique turc élabore les procédures et les règles à appliquer aux s en prenant en considération les activités du marché électrique énumérées dans son article 4 comme la production, la distribution, le transport, la vente en gros, la vente en détail, l'opération du marché, l'importation et l'exportation. Les procédures et les principes à respecter dans l'exercice des activités du marché électrique par les acteurs du marché sont

---

<sup>830</sup> « Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun Teşkilat ve Görevleri hakkında Kanun ».

élaborés par les règlements. En outre, les personnes morales soumises aux dispositions du droit privé qui exercent les activités du marché électrique doivent être établies en tant que société anonyme ou limitée, et leurs actions doivent être nominatives sauf celles qui sont opérées dans la bourse d'énergie selon la législation du marché financier.

À propos de part de marché électrique, l'ancienne loi n° 4628 prévoyait les limites pour la part de marché ou de vente totale des entreprises qui exercent les activités dans le marché électrique turc. La nouvelle loi n° 6446 prévoit également ce type de limites dans ses différentes dispositions : 20% de la puissance installée de l'énergie électrique totale pour les entreprises de production par l'article 7 (5), 20% de l'énergie électrique totale consommée dans le pays pendant l'année précédente par l'article 10 (6) pour le montant d'énergie électrique acheté par les entreprises de fournisseurs, 20% de l'énergie électrique totale consommée dans le pays pendant l'année précédente, 20% de l'énergie électrique totale consommée pendant l'année précédente pour les entreprises de vente en gros et en détail de l'énergie électrique par l'article 10 (6).

## **A. Les principales activités du marché électrique turc**

### **1. Les activités de production et de vente d'électricité**

En ce qui concerne les activités de production, l'article 6 de la loi n° 6446 prévoit que les personnes qui exercent les activités de production d'électricité doivent obtenir les pré-licences. Les personnes morales qui veulent exercer l'activité de production d'électricité dans le marché électrique se voient délivrées les pré-licences pour une période limitée par EPDK pour qu'elles puissent obtenir les documents nécessaires comme le permis, l'approbation, la licence pour commencer l'investissement de l'installation de production et la propriété du terrain sur lequel l'installation de production d'électricité sera construite.

Selon la même disposition, dans le cadre de la période de pré-licence ceux qui ne peuvent pas obtenir les documents déterminés par la législation concernée, certifier les droits de propriété d'utilisation du terrain, ne peut pas obtenir de licences de production. La loi explique également les conditions dans lesquelles les pré-licences sont annulées ou considérées comme nulles et non avenues.

En vertu de l'article 7 de la loi n° 6446, les activités de production d'électricité peuvent être dirigées par les entreprises de production d'électricité du secteur public et privé



et les personnes morales de la zone industrielle organisée. L'entreprise de production d'électricité ayant obtenu la licence de production peut vendre l'énergie ou la capacité électrique aux entreprises fournisseurs, aux clients éligibles et aux personnes qui installent les lignes directes, peut faire le commerce de la capacité et l'énergie électrique, peut acheter également la capacité et l'énergie électrique à condition qu'elle ne dépasse pas le montant de production d'électricité déterminée par EPDK pour l'année calendaire. Dans les applications de pré-licence pour la production d'électricité à partir des ressources d'énergie éolienne ou solaire, le législateur prévoit des obligations spécifiques en tant que critères de qualification.

À propos de la limitation de production totale d'énergie électrique, une personne morale ou physique qui contrôle les entreprises de production d'électricité ne peut pas dépasser 20 % de la production totale d'électricité de la Turquie. Les personnes morales qui produisent l'électricité à partir des ressources d'énergie renouvelable peuvent obtenir un certificat de la production d'électricité à partir des ressources d'énergie renouvelables de la part du ministère de l'énergie.<sup>831</sup>

Quant aux activités de la vente en gros et en détail d'électricité, l'article 10 (1) de la loi n° 6446 prévoit que les activités de la vente en gros et en détail d'électricité peuvent être exercées par les entreprises de production et d'approvisionnement du secteur privé et public selon les dispositions de la loi et les règlements à ce propos à entrer en vigueur.

En ce qui concerne les licences de vente en gros et de vente en détail régulées séparément par l'ancienne loi n° 4628, la nouvelle loi n° 6446 prévoit une seule licence d'approvisionnement en électricité. Selon l'article 10 de la nouvelle loi, les entreprises d'approvisionnement peuvent exercer les activités de vente en gros et/ou d'électricité sans aucune limitation de zone. En plus, elles peuvent faire de l'importation et de l'exportation des pays dans lesquels les conditions d'interconnexion ont été réalisées. Les entreprises d'approvisionnement peuvent vendre l'électricité en gros et en détail aux clients éligibles sans aucune limitation régionale. Sur l'approbation d'EPDK, les entreprises de fournisseur peuvent faire l'importation et l'exportation de l'énergie électrique des pays ou aux pays dans lesquelles le système de l'interconnexion international a été bien établi.

---

<sup>831</sup> DEMİR Muhammed, Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağının Üretim Faaliyeti Açısından Değerlendirilmesi (« L'évaluation de l'activité de la production d'électricité dans le projet de loi sur le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 47 - 52.

Les activités de vente en détail assumées par l'entreprise de la distribution sont exercées par l'entreprise mandataire d'approvisionnement qui fournit l'énergie électrique aux clients non-éligibles dans la zone de la distribution concernée. En plus, l'entreprise mandataire d'approvisionnement en électricité est obligée de fournir l'énergie électrique au titre de fournisseur de dernier recours aux clients qui ne sont pas fournis par d'autres fournisseurs malgré leur qualité de client éligible. En outre, le montant de l'énergie électrique des entreprise d'importation et d'exportation des personnes morales du secteur privé ayant la licence d'approvisionnement en électricité, ne peut pas dépasser 20 % du montant de l'énergie électrique consommée de l'année précédente dans le pays.

Dans le cas où l'entreprise mandataire d'approvisionnement en électricité exerce des activités restreignant ou empêchant la concurrence dans le marché électrique, l'entreprise d'approvisionnement applique des précautions à prendre par EPDK qui peut décider de restructurer la gouvernance de l'entreprise d'approvisionnement ou la restriction ou la mise à fin des relations de contrôles ou de la propriété avec l'entreprise de la distribution d'électricité.

## **2. Les activités du transport et de distribution de l'électricité**

L'activité du transport d'électricité est exercée par TEİAŞ qui ne peut pas exercer d'autre activité dans le marché électrique turc. Par contre, avec la permission d'EPDK, il peut exercer une autre activité hors du marché électrique pour l'augmentation de l'efficacité. Le ventre et la rente de l'énergie ou la capacité électrique dans le cadre des marchés des services auxiliaires et pour répondre aux pertes techniques ou non-technique du système de transport sont exclues de cette disposition.

En vertu de l'article 8 (2) de la loi n° 6446, TEİAŞ planifie l'investissement de transport pour les nouvelles installations du transport d'électricité, construit les nouvelles installations d'énergie électrique, opère le système de transport en fonction des règles de la concurrence en production et en alimentation d'énergie électrique, remplace le système de transport dans le cas nécessaire et fait des investissements dans l'augmentation de la capacité.

En plus, TEİAŞ prépar les propositions des tarifs concernant ses activités dans le cadre des standards et principes prévus par la loi et les dépose à EPDK pour son approbation.<sup>832</sup> Il observe l'application des règlements sur les services auxiliaires, l'équilibrage et la conciliation dans le marché électrique et les réseaux, dans ce but il fait les analyses nécessaires, dépose un rapport à EPDK et recommande de prendre les précautions nécessaires pour le bon fonctionnement du marché électrique. TEİAŞ contrôle également la fréquence et la distribution de poids, gère les marchés des services auxiliaires et de puissance d'équilibrage, observe la fiabilité du système à temps réel, et augmente la capacité et la substitution du système de transport d'électricité.

De même, sur décision du Ministère de l'Énergie, TEİAŞ travaille sur les interconnexions internationales et fournit des services de connexion et de transport à tous les clients de réseaux sans aucune discrimination parmi les parties égales. La limite de l'opération et de la propriété de TEİAŞ démarre au point de connexion au système de transport. En même temps, après avoir pris l'avis positif du Ministère de l'Énergie, il peut installer et opérer les réseaux des interconnexions internationales se trouvant à l'étranger, peut établir une entreprise internationale et/ou participer aux entreprises internationales déjà existantes et aux organisations de l'opération des marchés régionaux d'électricité.

Dans le cas où TEİAŞ n'a pas assez de financement et n'a pas fait le plan d'investissement à l'heure afin de construire des nouvelles installations de transport pour la connexion des installations de production et de consommation du système, les investissements en question seront faits et financés en commun par les personnes morales qui sont demandeurs pour se connecter au système. Le montant de l'investissement leur est repayé dans le cadre des contrats d'utilisation de système conclu entre les demandeurs investisseurs et TEİAŞ au plus tard dans dix ans.

Quant à l'activité de la distribution d'électricité, l'article 9 de la nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique, les entreprises de la distribution d'électricité ne peuvent que travailler dans la zone déterminée par leurs licences et sont responsables de lire, maintenir et opérer les compteurs électriques. En outre, elles ne peuvent pas devenir partenaires directement avec d'autres personnes morales qui exercent les activités du marché électrique.

---

<sup>832</sup> SERPEN Alpaslan, Türkiye Elektrik Sektöründe Serbest Piyasa Oluşumu İçin Tarife Politikaları (« La politique de la tarification pour la libéralisation du secteur du marché électrique de la Turquie »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 28 - 34.

C'est ainsi que par les nouvelles dispositions, non seulement les entreprises de production d'électricité mais toutes les personnes morales qui fonctionnent dans le marché électrique, ne peuvent pas devenir directement partenaires dans les entreprises de la distribution d'électricité. Les entreprises de la distribution d'électricité ne peuvent qu'exercer les activités de la distribution d'électricité dans le marché électrique turc.

Les entreprises de la distribution d'électricité opèrent le système de la distribution d'électricité dans sa zone déterminée par sa licence en fonction de la production d'énergie électrique et des conditions du marché électrique concurrentiel. Elles préparent les prévisions de la demande d'électricité dans leur zone et les déposent à TEİAŞ qui les publie après les avoir approuvées.

En vertu de l'article 9 (6) de la nouvelle loi n° 6446 tous les investissements faits pour dans le but de l'amélioration, le renforcement, l'extension des installations de la distribution d'électricité à la suite de la privatisation réalisée dans le cadre des dispositions de la loi n° 4046 du 24 novembre 1994 sur les applications de privatisation, appartient au service public. Les entreprises de la distribution d'électricité peuvent établir les installations à 154 kWh d'après l'avis positif de TEİAŞ.

EPDK a le pouvoir d'approuver et de modifier les applications et les plans de l'investissement en ce qui concerne toutes les opérations sur les installations et les actifs de la distribution d'électricité privatisées. C'est ainsi que EPDK observe, oriente et contrôle les activités de la distribution d'électricité.

## **B. Les activités secondaires du marché électrique turc**

### **1. Les activités de l'importation et de l'exportation d'électricité**

En vertu de l'article 12 (1) et (2) de la loi n° 6446, par les entreprises ayant la licence d'approvisionnement et de production d'électricité, l'énergie et la capacité électrique peuvent être exportées aux pays et importées des pays dans lesquels les conditions d'interconnexion internationale ont été satisfaites en fonction des dispositions de la loi n° 6446 et des règlements sur l'avis du ministère de l'énergie et l'approbation d'EPDK.

EPDK peut donner permis aux personnes morales qui veulent exporter l'électricité produite dans les installations de production d'électricité dans les villes se trouvant à la

frontière, par une ligne directe privée à construire sans connecter aux systèmes de la distribution et du transport d'électricité.

## **2. Les activités à exercer par les zones industrielles organisées**

L'article 13 de la loi n° 6446 prévoit que si elles satisfont les conditions prévues par le règlement d'EPDK sans construire une société spéciale prévue par les dispositions de la loi n° 6102, les entreprises morales des zones industrielles organisées établies en vertu de la loi n° 4562 du 12 avril 2000 sur les zones industrielles organisées, peuvent exercer les activités de la distribution et/ou de la production après avoir obtenu les licences de distribution et de production d'électricité délivrées par EPDK.

Ceux qui n'ont pas des licences de distribution d'électricité à l'intérieur des frontières de la zone industrielle organisée, peuvent exercer l'activité de distribution par l'entreprise de la distribution concernée. Ce type des zones industrielles organisées ne demandent pas les prix de la distribution des participants et n'empêchent pas les clients éligibles d'utiliser leurs droits et d'exercer leurs activités du marché électrique. Par contre, les clients ayant des licences de distribution qui dépassent la limite d'être client éligible peuvent choisir leurs fournisseurs à condition de payer le prix de la distribution à la personne morale de la zone industrielle organisée.

Les conditions spéciales qui sont nécessaires pour obtenir la licence de la distribution ou de la production de la personnalité morale de la zone industrielle organisée, les procédures et les principes pour obtenir la licence, l'offre aux participants de l'utilisation de l'énergie électrique qui est produite ou obtenue au titre de client éligible, la détermination des prix de la distribution, les procédures et les principes concernant les activités à réaliser par la personne morale de la zone industrielle organisée dans le cadre de la loi n° 6446 sont régulés par le règlement à entrer en vigueur par EPDK. En plus, sans regarder le montant de la consommation, la personne morale de la zone industrielle organisée est considérée en tant que client éligible pour satisfaire le besoin en électricité des participants.

### **§ 2. Les licences et les pré-licences**

La condition principale pour pouvoir exercer une ou plusieurs des activités expliquées ci-dessus par les acteurs dans le marché électrique turc, est d'obtenir les licences concernées pour leurs activités. En supplément aux activités à exercer sous la condition de l'obtention des

licences, l'article 14 de la nouvelle loi n° 6446 prévoit également les activités à pouvoir exercer sans licence à la différence de l'ancienne loi n° 4628.

À la différence de la loi n° 4628, la nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique régule non seulement les activités à exercer avec des licences, mais également sans licences dans l'article 14. C'est ainsi que pour les ressources d'énergie renouvelables la limite d'exercice de l'activité sans licence a été augmentée à 1 mW de puissance installée. En outre, selon l'article 14 (2), le Conseil des ministres a été doté du pouvoir d'augmenter la limite plafond jusqu'à cinq fois plus que la puissance installée des installations de la production d'électricité à partir des ressources d'énergie renouvelables à exercer les activités du marché électrique sans licence.

L'article 14 énumère les activités qui ne nécessitent pas l'établissement d'une entreprise et l'obtention de licence comme suivant : (a) les groupes d'urgence, les installations de production qui n'établissent pas la connexion avec le système de la distribution et du transport d'électricité, (b) l'installation de la production à partir des ressources d'énergie renouvelables à une puissance installée de 1 MW, (c) l'installation de la production d'électricité établie pour éviter les boues de l'installation de l'usine de traitement et les installations des déchets solides des municipalités, (ç) les installations de microcogénération et celles de cogénération qui assurent les valeurs d'efficacité à déterminer par le ministre de l'énergie, (d) les installations de production d'électricité à partir des ressources d'énergie renouvelables qui consomment la totalité de l'énergie sans orienter au système de distribution ou de transport, dont la production et la consommation sont au même point de mesure.

À part ces activités, toutes les autres activités du marché électrique turc nécessitent des licences concernées. La loi n° 6446 organise les détails de l'obtention des licences et des pré-licences.

## **A. Les licences des activités du marché électrique turc**

Les licences sont les documents de permission à attribuer aux personnes morales pour qu'elles puissent exercer les activités du marché électrique dans le cadre des dispositions de la loi n° 6446. L'article 5 (1) prévoit les cas pour lesquels EPDK régule les règlements comme suivant : (a) Les procédures et les principes de l'application et l'évaluation des licences, leur modification et expiration, annulation, les délais des licences, l'extension des délais, le renouvellement des licences, les procédures et les principes de la suspension des droits et

obligations dans le cadre des licences pour une durée déterminée, (b) les prix des licences à déterminer en fonction des types d'activités et de la nature des activités, (c) Les procédures et les principes concernant le transfert des droits des titulaires de licence dont le tarif est soumis à la réglementation, les dispositions sur les qualifications de la personne à employer, les capitaux, les tâches, les droits, les obligations des personnes morales ayant des licences.

Avant de commercer l'activité, tous ceux qui exercent les activités du marché électrique doivent obtenir les licences pour chacune des activités, et si ces activités s'exercent dans les plusieurs installations, ils doivent obtenir une licence séparée pour chaque installation. Les personnes morales qui exercent des activités dont le prix est régulé, chaque activité dont le tarif est régulé, pour chaque zone de la licence d'activité, doivent tenir les comptabilités séparées. Les licences peuvent être attribuées pour une durée de quarante neuf ans. La durée valide pour les licences de production, de transport et de distribution est au maximum dix ans. Les personnes morales sont obligées de payer à EPDK les prix annuels de l'obtention, le renouvellement, la modification des licences.

Certains types d'activités des marchés des personnes morales sont soumis à la permission d'EPDK. Ces activités sont les modifications de 5 % dans les entreprises ouvertes au public, 10 % et plus dans les autres entreprises du capital, toutes les transactions qui vont causer le changement du contrôle, les transactions qui changent les droits de l'utilisation et les propriétés des installations. Si la demande d'application pour l'obtention d'une licence par une personne morale est rejetée, le refus doit être clair et motivé.

Selon l'article 5 (6) de la loi n° 6446, les licences se terminent par nature à la date de l'expiration ou de la faillite d'une personne morale a été devenue absolue, sur la demande du titulaire de la licence ou par la décision d'EPDK quand une des conditions pour obtenir la licence a été perdue.

## **B. Les pré-licences**

En vertu de l'article 6 (1) de la loi n° 6446, les demandeurs d'une licence de la production d'électricité sont délivrés d'abord des prélicences de la part d'EPDK pour une période préparatoire pendant laquelle le permis et l'approbation sont obtenus, les documents nécessaires pour la licence sont préparés, la propriété et le droit d'utilisation du champs sur lequel les installations de production d'électricité seront établies. Les procédures et les

principes sur les demandes, l'évaluation, les lettres de garantie, la délivrance, la modification, l'expiration des pré-licences sont déterminés par les règlements.

Pendant la période de pré-licence, si la personne morale ne peut pas remplir les obligations déterminées par EPDK et ne peut pas obtenir les droits d'utilisation ou de la propriété de la zone sur laquelle l'installation de la production d'électricité sera établie, ne peut pas obtenir les documents nécessaires en tant qu'autorisation et approbation, elle ne peut pas obtenir la licence. EPDK a le pouvoir d'annuler la pré-licence si la personne morale change la structure de son organisation d'une manière directe ou indirecte excepté les raisons de la faillite et de l'héritage.

En outre, les titulaires des pré-licences doivent respecter les règles établies par la loi n° 6446. Ils doivent obtenir les pré-licences pour chaque installation de la production d'électricité s'ils exploiteront plusieurs installations à la fois. Ils doivent payer les tarifs déterminés pour l'obtention de pré-licence. La durée des pré-licences ne peut pas dépasser vingt quatre mois.



## SECTION 2.

### LA BOURSE D'ÉNERGIE

Depuis 1996 les marchés énergétiques européens ont donné place aux produits d'énergie dans les marchés financiers pour assurer la transparence et réaliser la libéralisation du marché énergétique. La coopération de l'Allemagne et la France a créé l'index dans le marché du jour-avant pour en faire une référence pour les marchés dérivés. C'est pourquoi ils ont aussi créé des marchés dérivés dans deux ans à partir du commencement de l'opération de la Bourse d'Énergie. En 2010, à la suite de la coopération de EPEX, EEX<sup>833</sup> et Powernext, EPEX est devenu un marché de spot des produits électriques, EEX<sup>834</sup> un marché dérivé de spot et dérivé de gaz, de charbon et de produits de charbon, POWERNEXT est devenu un marché de spot de gaz et des produits de gaz. La plupart des bourses d'énergie européennes effectuent des opérations non seulement dans le marché électrique, mais aussi dans le marché gazier.

Quant à la Turquie, c'est le PMUM de TEİAŞ détermine les tarifs d'électricité dans les marchés de jour-avant. EPIAŞ a été créé le 30 mars 2013 pour un premier temps en tant qu'un marché spot où la vente et l'achat de l'électricité sont opérés.<sup>835</sup>

Une des nouveautés les plus importantes que la loi n° 6446 a apportées est l'établissement de la Bourse d'Énergie qui était une nécessité pour assurer la libéralisation du marché énergétique en Turquie. Grace à cette nouvelle Bourse d'Énergie, les vraies valeurs des prix dans le marché électrique seront déterminées. C'est la raison pour laquelle il convient d'examiner les dispositions liées à la Bourse d'Énergie sous une sous-section séparée. Comme prévu pendant l'établissement des bourses d'énergie dans les autres pays développés, en Turquie aussi la construction de la Bourse d'Énergie commencera par un seul produit, par la suite il contiendra d'autres produits et va s'élargir comme une coopération parmi les marchés énergétiques.

---

<sup>833</sup> European Power Exchange.

<sup>834</sup> HINÇ Agah, Elektrik Piyasasında Veri Paylaşımı (« La partage des données dans le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 35 - 39.

<sup>835</sup> DAŞTAN Deniz, On Yıllık Tecrübenin Ardından Yeni Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısında İletim ve Dağıtım Faaliyetleri (« Les activités de la distribution et du transport dans le projet de loi sur le nouveau marché électrique à la suite de l'expérience de dix ans »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 43.

## **§ 1. Les activités de l'opération du marché et l'établissement d'EPİAŞ**

Selon la nouvelle loi n° 6446, l'activité de l'exploitation du marché électrique se définit comme l'exploitation des marchés électriques en gros et les activités de la conciliation financière dans ces marchés. Pour exercer ces activités, la nouvelle loi prévoit une nouvelle société anonyme de l'exploitation des marchés énergétiques (« EPİAŞ »). Toutes les activités de l'exploitation du marché de la vente d'électricité en gros et les activités de la conciliation financière et tous les personnels et équipements de PMUM ont été prévus à transférer à EPİAŞ.<sup>836</sup>

L'article 11 (1) de la loi n° 6446 prévoit les règles principales de l'activité de l'exploitation du marché, l'exploitation des marchés électriques organisés en gros et des procédures de conciliation des activités exercées dans ces marchés et d'autres activités liées aux opérations financières. La loi n° 6446 prévoit l'établissement d'EPİAŞ selon la loi turque de commerce n° 6102 du 13 janvier 2011. Les principes sur la structure et le fonctionnement d'EPİAŞ sont régulé par le règlement dans les six mois à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° 6446. Pour les sujets concernant la société anonyme de la bourse d'Istanbul, l'avis de l'établissement des marchés financiers est pris.

Le taux du capital total direct et indirect des institutions publiques et des entreprises à capital public ne peut pas dépasser 15 % sauf La société anonyme de la bourse d'Istanbul.<sup>837</sup> Dans le cadre de sa licence d'exploitaiton du marché énergétique, EPİAŞ organise Borsa İstanbul Anonim Şirketi les activités de vente en gros organisée sauf les activités opérées par Borsa İstanbul Anonim Şirketi et TEİAŞ. En outre, EPİAŞ exécute les activités de la conciliation financière du marché électrique en vente organisée par TEİAŞ.

## **§ 2. Les droits et obligations d'EPİAŞ**

Les droits et obligations d'EPİAŞ ont été prévus dans l'article 11 (7) de la loi n° 6446. Selon cet article, EPİAŞ conduit des travaux concernant l'établissement des nouveaux marchés électriques en gros organisés dans le cadre de ses tâches pour développer le marché énergétique dans le pays et dépose ses travaux à EPDK. Sur l'approbation du ministère chargé de l'énergie, EPİAŞ peut faire partie des marchés électriques internationaux établis ou à établir, et devenir membre ou associé des établissements des opérateurs du marché électrique

---

<sup>836</sup> DEMİR Muhammed, Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağının Üretim Faaliyeti Açısından Değerlendirilmesi (« L'évaluation de l'activité de la production d'électricité dans le projet de loi sur le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni (« Le Bulletin du Marché Énergétique »), n° 21, Enerji Uzmanları Derneği (« L'association des experts d'énergie »), juin 2012, Ankara, p. 66 - 69.

<sup>837</sup> Borsa İstanbul Anonim Şirketi.

international. En plus, il détermine les tarifs d'exploitation du marché électrique dans le cadre des procédures et les principes déterminés par EPDK. D'autres activités du marché énergétique et la transaction d'émission hors la licence d'exploitation d'EPİAŞ sont déterminées par EPDK sur l'avis du ministère chargé de l'énergie et l'institut du marché financier.

Les principes du fonctionnement des marchés énergétiques, les mécanismes de licencement, les contrats d'électricité en tant que moyens des marchés financiers à faire l'objet des transactions du marché énergétique, les standards des produits dérivés basés sur l'énergie ou capacité électrique, les opérations de conciliation des marchés, les obligations des personnes et des établissements sont régulés par les règlements à entrer en vigueur par EPDK et l'établissement du marché financier.

L'établissement d'EPİAŞ renforcera la position de la Turquie dans les marchés énergétiques internationaux. C'est pourquoi les travaux d'EPİAŞ ont été lancés vite. Mais selon les experts du secteur énergétique turc, comme il n'y a pas de consensus sur la structure financière et l'infrastructure technique de la bourse d'énergie il est probable d'avoir des retards dans son établissement. La raison principale des difficultés de prendre décision provient de sa structure publique et privée. Parce que la société publique a besoin du temps pour travailler avec une autre structure privée. L'extension de ce processus a influencé l'établissement d'EPİAŞ.

EPİAŞ sera chargé des transactions d'achat-vente d'électricité et des pétrole, du gaz naturel et leurs dérivés. La Turquie a pour but de supporter la sécurité d'approvisionnement en énergie non seulement en Turquie, mais aussi en Europe. Le premier objectif d'EPİAŞ est de transporter l'électricité qui se produit en Géorgie à partir des ressources hydroélectriques et de la vendre dans le marché électrique en Turquie. Le deuxième objectif est de transporter le gaz azéri dans le cadre du projet de gazoduc TANAP via Turquie vers l'Europe. L'objectif à moyen terme est de transporter le pétrole et le gaz naturel qui viendront du Nord d'Irak vers l'Europe. C'est ainsi qu'avec la bourse d'énergie les pays voisins de la Turquie qui ont déficit énergétique pourront acheter l'électricité en Turquie et que la Turquie deviendra un carrefour d'énergie au lieu d'être seulement un pays transit.

En outre, l'établissement de la bourse d'énergie aura une influence positive pour assurer la libéralisation des marchés électriques. Du fait que le secteur privé participe à la gestion de la bourse d'énergie, les prix fiables du marché électrique seront établis. D'autre

côté, la technologie se développe très rapidement et le marché énergétique doit répondre aux besoins technologiques.

Suite à la construction de la bourse d'énergie, les prix d'électricité seront déterminés selon l'offre et la demande dans le marché. C'est ainsi que les investisseurs pourraient plus facilement faire des investissements en analysant la rentabilité. En outre, du fait que les prix soient changés en fonction de l'offre et la demande du marché électrique, les prix seront plus stables et les taux incitatifs seront augmentés et le vrai marché électrique sera réalisé.

Faire l'investissement dans le secteur énergétique et prendre le résultat sont des objectifs à long terme. La construction du marché énergétique influencera l'économie de manière positive pour la Turquie qui a des avantages d'être un carrefour d'énergie dans la région malgré de son déficit énergétique.

Comme si le gaz naturel et l'électricité ont des particularités à propos de leur façon de transport<sup>838</sup>, la Turquie a une très stratégique position. C'est ainsi qu'au lieu de n'être qu'un centre transit d'énergie, la Turquie peut devenir un centre d'énergie où la transaction de l'énergie transit, l'établissement des prix et la vente d'énergie se réalisent. En conséquence, la Turquie deviendra un acteur unissant les marchés énergétiques des pays de l'Est et l'Ouest. La bourse d'énergie se composera de deux marchés séparés : marché spot et marché dérivé. Les marchés spot seront dans le cadre d'EPİAŞ et les marchés dérivés seront dans le cadre de la Bourse d'Istanbul A.Ş. (BİST).

Pour le bon fonctionnement d'EPİAŞ, il faut assurer son intégration avec les marchés internationaux, des produits spot et la conformité de la législation secondaire sur l'établissement d'EPİAŞ.

Comme nous avons précisé antérieurement, le marché de conciliation et d'équivalence a commencé à fonctionner en 2006. Comme la deuxième étape, le 1<sup>er</sup> décembre 2009 la conciliation horaire et l'équilibre du marché énergétique se sont démarrés. Le 1<sup>er</sup> décembre 2011 le marché avant-jour a été mis en œuvre et les paiements d'avance et d'avances via les banques ont devenu opérationnels. La loi n° 6446 sur la bourse d'énergie (EPİAŞ) qui est entrée en vigueur le 30 mars 2013 prévoit l'établissement de la bourse d'énergie dans un délai de six mois. La nouvelle loi d'électricité se divise le marché électrique turc en trois. Le premier est le marché journalier qui sera le marché spot opéré par EPİAŞ, le deuxième

---

<sup>838</sup> Parce que l'on a besoin des gazoducs ou une route de transport pour le gaz naturel et l'électricité.

marché est le marché dérivé opéré par BİST, et le troisième marché opéré par TEİAŞ qui sera le marché d'équilibre d'énergie.

Dans un premier lieu, EPIAŞ sera le marché spot où les transactions d'achat et de vente d'électricité se réalisent, dans un deuxième lieu elle contiendra également d'autres transactions de charbon et de gaz naturel. EPIAŞ sera différent que PMUM et ce dernier sera supprimé et ses expériences, systèmes d'exploitation, systèmes logiciels, les technologies d'information seront transféré à EPIAŞ dont la construction augmentera la gestion des risques et les transactions dans le marché électrique turc. De plus, les prix d'énergie ne seront plus manipulés à cause des raisons politiques et les prix se composeront en fonction des influences locales et internationales sur le gaz naturel et l'électricité. EPIAŞ a officiellement commencé à fonctionner ses activités à partir d 1<sup>ère</sup> septembre 2015.

**SECONDE PARTIE**  
**LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBERALISATION APPORTÉE**  
**PAR LES DIRECTIVES EUROPÉENNES GAZIÈRES**

**TITRE I**  
**LE PREMIER PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHÉ INTERIEUR DU**  
**GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS**  
**EN FRANCE ET EN TURQUIE**

**LA DIRECTIVE 98/30/CE**

L'établissement d'un marché concurrentiel du gaz naturel est un facteur important pour l'achèvement du marché intérieur de l'énergie.<sup>839</sup> La première phase de l'achèvement du marché intérieur du gaz naturel a été constituée par la directive 91/296/CEE du Conseil du 31 mai 1991 relative au transit du gaz naturel sur les grands réseaux<sup>840</sup>, la directive 90/377/CEE du Conseil du 29 juin 1990 instaurant une procédure européenne assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité<sup>841</sup> et la directive 94/22/CE du Parlement européen et du Conseil, du 30 mai 1994, sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospector, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures.<sup>842</sup> L'objectif commun de ces directives était d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en favorisant les meilleures méthodes pour l'exploitation du gaz naturel.<sup>843</sup>

Dans le but d'éliminer les perturbations du fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et des dérogations ayant le caractère permanent, la Commission européenne a visé à prendre des mesures supplémentaires dans la perspective de l'établissement du marché intérieur du gaz naturel. Dans ce but, la négociation de la directive 98/30/CE s'est poursuivie a démarré en 1992 et duré jusqu'en 1998 donnant lieu à de nombreux échanges entre la

---

<sup>839</sup> V. le considérant 3 de la directive 98/30/CE.

<sup>840</sup> JO L 147 du 12.6.1991, p. 37. directive modifiée en dernier lieu par la directive 95/49/CE (JO L 233 du 30.9.1995, p. 86).

<sup>841</sup> JO L 185 du 17.7.1990, p. 16. directive modifiée en dernier lieu par l'acte d'adhésion de 1994.

<sup>842</sup> Journal officiel n° L 164 du 30/06/1994 p. 0003 – 0008.

<sup>843</sup> WAKTARE Eleonora, « La libéralisation des secteur de l'électricité et du gaz dan une perspective européenne », p. 31, Le nouveau marché de l'énergie, Guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Affaires + Droit, Anthemis, 2007, Louvain-la-Neuve, p. 468.

Commission, le Conseil et le Parlement européen dans le cadre de la procédure de codécision prévue par le traité de Maastricht.

Bien que l'ébauche de la directive 98/30/CE aie été rédigée en septembre 1996, elle a circulé de nouveau pour les commentaires des États membres sous la présidence de l'Union européenne à l'époque Irlande, Hollande et Luxembourg<sup>844</sup> et suite aux longues discussions, il a été officiellement adopté en tant que la « *Position Commune* » le 12 février 1998.<sup>845</sup> Finalement, la directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (« la directive 98/30/CE ») a été adoptée le 22 juin 1998. La directive 98/30/CE a fait l'objet de négociations difficiles qui se sont déroulées entre 1992 et 1998 dans le droit chemin de celles relatives à la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

La directive 98/30/CE était une régulation basée sur les discussions parmi les États membres et les acteurs variés du marché gazier européen. Le principal objectif était l'ouverture et la déréglementation du marché gazier sur les principes de progressivité, de sécurité et de préservation de la qualité de l'approvisionnement en estimant de procéder à une harmonisation des politiques énergétiques des États membres.

Afin que l'industrie gazière puisse s'adapter à son nouvel environnement de manière souple et rationnelle et pour tenir compte des différentes structures de marché dans les États membres, la directive 98/30/CE<sup>846</sup> constituant une nouvelle phase de la libéralisation a prévu la mise en place progressive de l'établissement du marché intérieur du gaz naturel. Un des objectifs essentiels de la directive 98/30/CE est de favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux par le biais de la compatibilité des qualités de gaz.

En vertu du principe de subsidiarité<sup>847</sup>, comme la première directive électricité, la directive 98/30/CE a laissé aux États membres un délai de transposition de deux ans à compter de son entrée en vigueur jusqu'au 10 août 2000. Les règles communes prévues par la directive 98/30/CE pour l'organisation et le fonctionnement du secteur du gaz naturel ne constituent que des principes généraux en laissant aux États membres la charge de fixer les

---

<sup>844</sup> DUNCANSON CAMERON Peter, « Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union », Oxford University Press, 2002, United States, p. 478, p. 166.

<sup>845</sup> OJ C 91/46, and corrigendum of 1998 OJ C 181/20.

<sup>846</sup> La directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, Journal officiel n° L 204 du 21/07/1998 p. 0001 - 0012.

<sup>847</sup> V. le considérant n° 9 de la directive 98/30/CE.

modalités d'application et de choisir le régime le convenable à leur situation et besoin actuel.<sup>848</sup> La directive 98/30/CE est assez tolérante vis-à-vis divergences de modalités qui peuvent subsister entre les États membres pendant la libéralisation de leurs marchés gaziers.<sup>849</sup>

La directive 98/30/CE apporte des règles d'approvisionnements extérieurs en gaz naturel ayant une grande importance notamment pour l'achat de gaz naturel dans les États membres très dépendants aux importations. Pour certains États membres, il est bien évident que la libre concurrence ne peut pas garantir toute seule la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la protection de l'environnement sans imposer les obligations de service public. En tenant compte de la possibilité que des tiers demandent l'accès au réseau, la planification à long terme<sup>850</sup>, par exemple conclure des contrats « *take-or-pay* », peut être un des moyens de remplir les obligations de service public.

À propos des règles techniques pour l'exploitation des réseaux et des conduites directes dans le but d'aboutir au marché intérieur du gaz naturel, elles devront être la décision n° 1254/96/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 1996 établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie<sup>851</sup> contribue au développement d'infrastructures intégrées et à l'interopérabilité des réseaux. La directive 98/30/CE apporte également des règles de base sur les entreprises de distribution et de fourniture, ainsi que les entreprises de transport de stockage et de gaz naturel liquéfié. Les règles techniques pour l'exploitation des réseaux et des conduites directes doivent être transparentes et doivent assurer l'interopérabilité des réseaux.

En tant qu'une des démarches importantes afin d'aboutir à un marché intérieur du gaz naturel en Europe, la directive 98/30/CE prévoit également la séparation des comptes de toutes les entreprises intégrées de gaz naturel pour assurer la transparence et éviter des discriminations, des subventions croisées, des distorsions de concurrence et tout abus de position dominante et tout comportement prédateur.<sup>852</sup>

---

<sup>848</sup> Notamment en ce qui concerne les autorisations et la supervision des contrats d'approvisionnement.

<sup>849</sup> V. le considérant n° 32 de la directive 98/30/CE.

<sup>850</sup> La « planification à long terme » a été définie dans le numéro 23 de l'article 2 de la directive 98/30/CE comme suivant : « la planification à long terme de la capacité d'approvisionnement et de transport des entreprises de gaz naturel en vue de répondre à la demande de gaz naturel du réseau, de diversifier les sources et d'assurer l'approvisionnement des consommateurs ».

<sup>851</sup> JO L 161 du 29.6.1996, p. 147. Décision modifiée en dernier lieu par la décision n° 1047/97/CE (JO L 152 du 11.6.1997, p. 12).

<sup>852</sup> Le considérant 28 de la directive 98/30/CE.



L'accès à la totalité des réseaux de gazoducs européens doit être ouvert et permettre d'aboutir à l'ouverture du marché gazier dans tous les États membres sans établir aucun déséquilibre inutile. Du à la diversité des structures et à la spécificité des systèmes dans les États membres dans la position concurrentielle des entreprises dans les différents États membres. La directive 98/30/CE envisage différentes procédures d'accès au réseau qui peuvent être gérées conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. À la fois, l'accès aux réseaux de gazoducs en amont qui ont des caractéristiques économiques, techniques et d'exploitation particulière a été considéré important par la directive 98/30/CE.

L'objectif essentiel de la directive 98/30/CE est d'établir un marché gazier concurrentiel, et pour y parvenir il faut ouvrir le marché à la disposition de nouveaux acteurs pour qu'ils puissent partager les activités du marché qui ont été réservées jusqu'à l'ouverture du marché aux opérateurs historiques. L'objectif du présent chapitre est d'apporter une analyse juridique complète de la directive 98/30/CE (Chapitre I) et ses effets et la période de sa transition des effets de sa transposition dans les législations d'abord en France (Chapitre II) et puis en Turquie (Chapitre III).

## **CHAPITRE I**

### **LA DIRECTIVE 98/30/CE CONCERNANT DES RÈGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL**

La première directive européenne concernant le marché gazier, la directive 98/30/CE du 22 juin 1998 qui visait à mettre en place un marché concurrentiel du gaz naturel, établit des

règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel. Elle indique les modalités d'organisation et de fonctionnement du marché du gaz naturel<sup>853</sup>, d'accès au marché gazier et d'exploitation des réseaux gaziers, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage du gaz naturel.<sup>854</sup> Elle prévoit également la désignation d'une autorité de régulation du secteur du gaz naturel.

Certains marchés gaziers des États membres étaient organisés autour de monopoles nationaux ou locaux de sorte qu'il existe. Différentes structures de marché gazier<sup>855</sup> et la libéralisation de ces secteurs gaziers variait d'un État à l'autre et avait entrepris des expériences de libéralisation à des degrés divers. En plus, il existait la possibilité de choisir son propre fournisseur du gaz naturel pour les consommateurs auprès des opérateurs historiques et détenteurs de monopoles mais aussi au près des fournisseurs libérales de distribution du gaz naturel. Donc, on appelle ce genre des consommateurs « *les clients éligibles* ».

Ainsi, dans un premier lieu il convient d'étudier les lignes directrices de la directive 98/30/CE (Section 1), par la suite d'autres dispositions pour l'ouverture du marché gazier (Section 2).

## SECTION 1.

### L'ORGANIZATION DU MARCHÉ GAZIER EUROPÉEN

Ayant pour but de réaliser le marché intérieur du gaz naturel, la directive 98/30/CE s'articulait autour de deux idées fortes<sup>856</sup> : la progressivité de l'ouverture et l'adaptation aux circonstances spécifiques existant dans chacun des États. Le considérant 7 de la directive 98/30/CE prévoit le principe de progressivité dans la constitution du marché intérieur du gaz en considérant qu'afin de tenir compte des différentes structures du marché gazier des États membres, elle permetta une adaptation souple et rationnelle de l'industrie gazière à son

---

<sup>853</sup> Y compris du gaz naturel liquéfié.

<sup>854</sup> L'article premier de la directive 98/30/CE.

<sup>855</sup> Le considérant n° 7 de la directive 98/30/CE.

<sup>856</sup> « *Projet de loi relatif aux marchés énergétiques* », consulté sur le link suivant le 6 novembre 2013: <http://www.senat.fr/rap/102-016/102-0168.html> (consulté le 3 janvier 2014).

environnement. En principe, l'ouverture prévue du marché gazier européen aura lieu en trois étapes sur dix ans à partir de l'année 1998, 8 soit 20 % en 2000, 28 % en 2003 et 33 % en 2008. À la fois, en termes de la clause de sauvegarde, au cas où le taux d'ouverture qui résulte de la simple application des principes de la directive est trop élevé, la directive laissait aux États membres la faculté de relever le seuil d'éligibilité applicable sur leur territoire.

La directive 98/30/CE attribue également aux États membres le droit de prendre des mesures appropriées pour faciliter la transition du système monopolistique aux lois de l'offre et de la demande. À cette fin, les États membres avaient le droit d'édicter des obligations du service public, de choisir le système le plus approprié pour assurer l'accès des tiers au réseau gazier et la gestion des contrats « *take-or-pay* ». <sup>857</sup> Selon les considérants 12 et 13 de la directive 98/30/CE, les États membres ont le droit d'imposer des obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement en énergie, la protection du consommateur et de l'environnement.

## **§ 1. Les principes fondamentaux de l'organisation du marché gazier**

### **A. L'organisation du marché gazier en Europe**

La directive 98/30/CE prévoyait une étape importante vers la réorganisation progressive et radicale du secteur gazier en assurant la libre circulation du gaz, renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle en Europe. La directive 98/30/CE avait pour but de créer un marché unique, intégré et régulé du gaz naturel à l'échelle européenne, d'accroître la compétitivité des entreprises européennes du secteur de l'énergie face à leurs concurrents internationaux grâce au libre fonctionnement du marché et d'améliorer l'efficacité globale de l'organisation gazière européenne et garantir aux consommateurs individuels et industriels la liberté de choix de leur fournisseur. À cette fin, une nouvelle organisation du marché gazier était indispensable.

En vue de réaliser un marché concurrentiel du gaz naturel sur la base de l'organisation institutionnelle, les États membres veillent à ce que les entreprises de gaz naturel soient exploitées conformément aux principes de la directive 98/30/CE dans le respect du principe de subsidiarité, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises.

---

<sup>857</sup> Comme la consommation de gaz est variable, les contrats « *take-or-pay* » fixent certaines quantités de gaz que l'acheteur s'engage à prendre périodiquement. Si l'acheteur devait ne pas retirer les quantités prévues, il serait néanmoins dans l'obligation de les payer à son fournisseur. Puisque celui-ci les a gardées à sa disposition, au lieu de les vendre à quelqu'un d'autre.

Dans l'intérêt économique général, les États membres peuvent imposer aux entreprises de gaz naturel des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité, le prix des fournitures et la protection de l'environnement. Les obligations de service public doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables. En vue de réaliser les obligations de service public en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la demande d'avoir accès aux réseaux des tiers, les États membres peuvent effectuer une planification à long terme.<sup>858</sup>

En ce qui concerne l'autorisation, selon le premier paragraphe de l'article 4 de la directive 98/30/CE prévoit la procédure de l'octroi de l'autorisation, de la licence, du permis, de la concession, de l'accord ou de l'approbation pour les cas où ces derniers sont nécessaires pour la construction ou l'exploitation des installations de gaz naturel. Les États membres ou toute autorité compétente accordent des autorisations de construction et/ou d'exploitation de ces installations, gazoducs et équipements connexes sur leur territoire et des autorisations pour la fourniture de gaz naturel et des autorisations aux clients grossistes. Néanmoins, à propos de l'octroi de l'autorisation dans le domaine de distribution du gaz naturel, le paragraphe 3 de l'article 3 de la directive 98/30/CE prévoyait également que les États membres pouvaient décider de ne pas appliquer les dispositions de l'article 4 de ladite directive. Les critères et les procédures de l'attribution de l'autorisation ou d'autres permis ont du être déterminés d'une manière objective et non discriminatoire par les États membres qui avaient un système d'autorisation.<sup>859</sup>

D'ailleurs, suite à la construction ou à la décision finale de la construction ou la non - saturation de la capacité visée au moment du renouvellement des autorisations de construction ou d'exploitation de réseaux de distribution par gazoducs dans une zone précisée par les États membres, ces derniers pouvaient refuser d'accorder une telle autorisation de construction et d'exploitation de réseaux pour le développement de zones où la fourniture de gaz était récente et de l'exploitation efficace en général.

En outre, à propos du raccordement au réseau des installations de GNL, des installations de stockage, des autres réseaux de transport ou de distribution, et des conduites directes, les États membres veillent à ce que soient élaborées et rendues accessibles les

---

<sup>858</sup> Le paragraphe 2 de l'article 3 de la directive 98/30/CE.

<sup>859</sup> Le paragraphe 2 de l'article 4 de la directive 98/30/CE.

prescriptions techniques fixant les exigences techniques minimales de conception et de fonctionnement.<sup>860</sup>

Le domaine du gaz naturel se caractérise par la diversité des activités exercées et des opérateurs. L'ensemble du territoire n'a pas vocation à être desservi en gaz naturel, donc le caractère de service public qui s'attache à certaines des activités gazières peut également être mis en doute. Néanmoins les missions de transport, le stockage et la distribution sont toujours considérées en tant qu'activités du service public.

## **1. Le transport, stockage et gaz naturel liquéfié**

Dans la directive 98/30/CE, contrairement à la directive 96/92/CE, il n'existe pas des provisions des règles communes pour la production des opérations du gaz naturel. En matière du gaz naturel, c'est la directive 94/22/CE du 30 mai 1994 sur les conditions d'octroi et d'exercice des autorisations de prospecter, d'exploiter et d'extraire des hydrocarbures<sup>861</sup> qui détermine les dispositions de production du gaz naturel en référant à la première directive électricité qui contenait les procédures d'autorisation, la non discrimination y compris l'abolition des droits exclusifs, les critères d'appel d'offre.

Par contre, le transport et le stockage du gaz naturel ont été élaborés par la directive 98/30/CE. Le transport du gaz naturel se définit dans l'article 2 (3) en tant qu'une activité « *...via un réseau de gazoducs à haute pression autre qu'un réseau de gazoducs en amont, aux fins de fourniture à des clients* ».

En ce qui concerne les activités de transport, stockage et gaz naturel liquéfié (« GNL »), les États membres sont chargés de prendre les mesures nécessaires pour que ces activités agissent conformément aux dispositions de la présente directive<sup>862</sup>. Dans des conditions économiquement acceptables, chaque entreprise de transport, de stockage et de GNL exploite, entretient et développe des installations de transport, de stockage et de GNL sûres, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement.

Quant au stockage du gaz naturel, contrairement à l'électricité, le fonctionnement optimal d'un système gazier est profondément lié à l'existence et l'utilisation de stockage. Le

---

<sup>860</sup> L'article 5 de la directive 98/30/CE.

<sup>861</sup> Journal officiel n° L 164 du 30/06/1994 p. 0003 - 0008.

<sup>862</sup> L'article 6 de la directive 98/30/CE.

stockage du gaz naturel joue un rôle crucial dans l'optimisation des opérations des réseaux de gazoduc et le franchissement des contraintes dans la capacité du système. Grâce aux installations du stockage de gaz naturel, l'approvisionnement et la demande du gaz naturel harmonisent l'un l'autre dans un niveau journalier ou saisonnier. Dans l'absence de telle capacité de stockage du gaz naturel, la capacité de production et de transport doivent toujours être construite d'une manière à satisfaire la demande de jour de pointe et à avoir plus de capacité significative pour la plupart du temps.

La directive 98/30/CE a apporté des dispositions qui répondent aux préoccupations concernant l'accès aux installations de stockage du gaz. Ladite directive a visé à assurer l'accès au stockage du gaz naturel même s'il est possible d'attribuer l'accès aux réseaux de transport et de distribution sans attribuer l'accès au stockage de gaz.<sup>863</sup> L'accès au stockage est néanmoins lié à l'accès au système gazier et dans les conditions efficaces l'accès au système implique l'accès aux installations de stockage. Il est bien évident que sans l'accès aux installations de stockage n'importe quelle forme, le nouvel arrivant sur le marché gazier aurait des difficultés vis-à-vis des entreprises monopolistiques qui ont déjà l'accès à leur disposition.<sup>864</sup>

## **2. La distribution et la fourniture du gaz naturel**

Les États membres sont chargés de veiller à ce que les entreprises de distribution agissent conformément aux dispositions concernées de la directive 98/30/CE.<sup>865</sup> Les États membres ont le droit d'obliger les entreprises de distribution et de fourniture à approvisionner les clients situés dans une zone déterminée ou appartenant à une certaine catégorie et d'assurer la tarification des approvisionnement pour garantir le traitement égal aux clients.

L'activité de distribution du gaz naturel pouvait être gérée dans le cadre d'un monopole, par dérogation au principe général selon lequel les segments de l'aval gazier en tant que transport, stockage ou fourniture de gaz seront ouverts aux nouveaux opérateurs. Les entreprises de distribution sont chargées d'exploiter, d'entretenir et de développer les réseaux de distribution du gaz naturel d'une manière sûre, fiable et efficace dans des conditions

---

<sup>863</sup> Statement of Council and Commission No. 81/98 « *The Council and the Commission consider that the provisions on access to the system in relation to storage facilities or activities do not cover access to such facilities/activities independent of system use. Access to such facilities should only be possible when such access is technically necessary for providing efficient access to transport and/or distribution network* ».

<sup>864</sup> CAMERON Peter Duncanson, *Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union*, p. 179.

<sup>865</sup> L'article 9 (1) de la directive 98/30/CE.

économiquement acceptables. Les entreprises de distribution devraient traiter d'une manière égale tous les utilisateurs et les catégories d'utilisateurs du réseau.<sup>866</sup>

À propos de transport des informations, chaque entreprise de distribution fournit aux autres entreprises de distribution, de transport ou de stockage des informations suffisantes pour garantir que le transport de gaz peut se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté. Il est bien évident que les entreprises de distribution doivent préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont elle a connaissance au cours de ses activités gazières. À cette fin, dans le cadre des ventes ou des achats de gaz naturel effectués, les entreprises de distribution ne doivent pas exploiter de façon abusive les informations commercialement sensibles qu'elles ont obtenu de tiers en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau.<sup>867</sup>

## **B. Le régime de séparation des comptes**

La directive 98/30/CE a constitué un nouveau cadre général pour le marché intérieur du gaz naturel en disposant des nouvelles règles conçues dans un esprit pragmatique qui fixe des objectifs aux États membres en leur laissant une grande marge de manœuvre quant aux modalités concrètes mises en œuvre pour les atteindre conformément au principe de subsidiarité.

### **1. La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité**

La séparation des comptes de différentes activités dans une entreprise verticalement intégrée est une condition *sine qua non* afin d'éliminer des conflits d'intérêts dans un marché entièrement libéralisé.<sup>868</sup> Dans la présence lourde d'un ancien monopole, la branche fourniture de gaz naturel de l'entreprise verticalement intégrée refuserait l'accès d'autres fournisseurs à son réseau. En vue d'empêcher des entraves graves à l'entrée par l'ancien monopole, des mesures de dissociation sont toujours une solution indispensable.<sup>869</sup>

Les mesures de dissociation prises par la directive 98/30/CE étaient limitées à la comptabilité. Aucune gestion séparée du réseau de transport de gaz naturel n'était prévue par ladite directive et aucun gestionnaire de réseau n'a eu à être désigné à ce stade. Dans cet

---

<sup>866</sup> L'article 10 (2) de la directive 98/30/CE.

<sup>867</sup> L'article 11 de la directive 98/30/CE.

<sup>868</sup> " Le nouveau marché de l'énergie ", Anthemis, p. 32.

<sup>869</sup> DUMONT Jean-Louis, Réussir la future organisation électrique française, Collection des rapports officiels, Rapport au Premier ministre, 1997, p. 21.

objectif, la comptabilité de toutes les entreprises intégrées de gaz naturel devrait offrir un niveau élevé de transparence.<sup>870</sup> La comptabilité devrait être établie séparément pour les différentes activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel pour éviter des discriminations, des subventions croisées et d'autres distorsions de concurrence dans le marché gazier européen. Le but essentiel des dispositions prévoyant la dissociation comptable est d'éviter toute discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.<sup>871</sup>

Selon l'article 12 intitulé « *Dissociation comptable et transparence de la comptabilité* », les États membres ou toute autorité compétente ont le droit d'accéder à la comptabilité des entreprises gazières, lorsque cette consultation est nécessaire pour exercer leurs fonctions. Dans ce but, les États membres prennent les mesures nécessaires afin de garantir que la comptabilité des entreprises de gaz naturel est tenue conformément aux dispositions du régime de séparation des comptes des différentes activités.<sup>872</sup>

Pour empêcher les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence, les entreprises de gaz naturel intégrées tiennent des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. C'est ainsi que les entreprises établissent un bilan et un compte de résultats pour chacun de leurs activités gazières dans leur comptabilité interne.<sup>873</sup>

## **2. La transparence de la comptabilité**

Aux termes de l'article 13 de la directive 98/30/CE, les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir que la comptabilité des entreprises de gaz naturel est tenue conformément.

En outre, afin d'assurer la transparence de la comptabilité, indépendamment du régime de propriété qui leur est applicable et de leur forme juridique, les entreprises de gaz naturel

---

<sup>870</sup> Le considérant 22 de la directive 98/30/CE.

<sup>871</sup> GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité : une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 140.

<sup>872</sup> L'article 12 de la directive 98/30/CE dispose que « Les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent, notamment les autorités de règlement des litiges visées à l'article 21, paragraphe 2, et à l'article 23, paragraphe 3, ont le droit d'accéder à la comptabilité des entreprises de gaz naturel visée à l'article 13, lorsque cette consultation leur est nécessaire pour exercer leurs fonctions. Les États membres et toute autorité compétente désignée, notamment les autorités de règlement des litiges, préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles. Les États membres peuvent prévoir des dérogations au principe de confidentialité si cela est nécessaire pour permettre aux autorités compétentes d'exercer leurs fonctions ».

<sup>873</sup> L'article 13 (3) de la directive 98/30/CE.



établissent, font contrôler et publient leurs comptes annuels conformément aux règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés à responsabilité limitée.<sup>874</sup>

Les entreprises qui ne sont pas tenues légalement de publier leurs comptes annuels tiennent un exemplaire de ceux-ci à la disposition du public à leur siège social. Afin d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Les entreprises de gaz naturel intégrées tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel et des comptes consolidés pour les activités non liées au gaz, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, elles font figurer dans cette comptabilité interne un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.

Lorsque l'article 16 est d'application et que l'accès au réseau se fait moyennant une redevance unique à la fois pour les activités de transport et de distribution, les comptes pour les activités de transport et de distribution peuvent être combinés.

Les entreprises précisent dans leur comptabilité interne les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits ainsi que des moins-values - sans préjudice des règles comptables applicables au niveau national - qu'elles appliquent pour établir les comptes séparés. Les comptes annuels indiquent, dans l'annexe, toute opération d'une certaine importance effectuée avec les entreprises liées.

## **§ 2. L'accès aux réseaux et les clients éligibles**

Les États membres désignent les clients éligibles établis sur leur territoire qui ont la capacité juridique de passer des contrats de fourniture de gaz naturel ou d'acheter du gaz naturel conformément aux principes déterminés de l'accès aux réseaux par la directive 98/30/CE. À l'instar de la directive 96/92/CE, la directive 98/30/CE institue un droit d'accès des tiers aux réseaux (« ATR ») dans le cadre de règles transparentes et objectives et non discriminatoires<sup>875</sup> et prévoit également différentes procédures d'accès aux réseaux en raison de la diversité des structures et de la spécificité des systèmes dans les États membres comme l'explique son considérant 24. Il existe deux procédures d'accès aux réseaux déterminées par la directive 98/30/CE : l'accès au réseau réglementé et l'accès au réseau négocié.

---

<sup>874</sup> Adoptées conformément à la quatrième directive 78/660/CEE du Conseil du 25 juillet 1978 fondée sur l'article 54, paragraphe 3, point g), du traité et concernant les comptes annuels de certaines formes de sociétés (9).

<sup>875</sup> Le considérant 19 de la directive 98/30/CE.

## A. L'accès aux réseaux réglementé et négocié

Les États membres ont le droit d'opter pour l'une, l'autre ou les deux formules à la fois visées par la directive 98/30/CE pour l'organisation de l'accès au réseau<sup>876</sup>. Les États membres sont toujours chargés de veiller à ce que les parties négocient de bonne foi l'accès au réseau et à ce qu'aucune d'entre elles n'abusent de sa position de négociation pour empêcher la bonne fin des négociations.<sup>877</sup> Il convient de souligner que sous réserve que les demandeurs remplissent les conditions techniques et d'exploitation appropriées, le droit d'accès concernait également le raccordement aux gazoducs amont.

En vertu des contrats « *take-or-pay* », les entreprises sont tenues de verser des pénalités aux producteurs de gaz si elles ne prennent pas la livraison des quantités qu'elles se sont contractuellement engagées à leur acheter. En vue d'éviter que ces sociétés ne soient astreintes à verser ces pénalités à cause de la perte de leurs débouchés traditionnels causée par la défection de clients éligibles, la directive 98/30/CE leur ouvre la faculté aux opérateurs historiques de refuser de transporter le gaz acheté ailleurs par ces clients. La dérogation au principe d'accès des tiers au réseau ne pouvait être attribuée que sous la surveillance de la Commission européenne sans nuire à la constitution d'un marché efficient pour une durée déterminée.

Le refus de l'accès au réseau doit être dûment motivé et justifié. Dans les cas de refus de la demande de l'accès aux réseaux, les États membres peuvent prendre les mesures nécessaires pour assurer que l'entreprise de gaz naturel<sup>878</sup> procède aux améliorations nécessaires dans la mesure où cela se justifie économiquement ou lorsqu'un client potentiel indique qu'il est disposé à les prendre en charge.

Les États membres désignent une autorité compétente qui doit être indépendante des parties pour résoudre les disputes relatives aux négociations au cours de la demande de l'accès au réseau et le refus d'accès.

La directive 98/30/CE laissait aux États membres une large marge de manœuvre pour organiser l'accès réglementé. Dans le cadre de l'accès au réseau réglementé, les États membres choisissant la procédure d'accès réglementé prennent les mesures nécessaires pour donner aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au

---

<sup>876</sup> L'article 14 de la directive 98/30/CE.

<sup>877</sup> L'article 21 (1) de la directive 98/30/CE.

<sup>878</sup> L'entreprise de gaz naturel qui refuse l'accès au réseau en raison d'un manque de capacité ou d'un manque de connexion.

territoire couvert par les réseaux interconnectés, un droit d'accès aux réseaux s'appuyant sur les tarifs, d'autres clauses et obligations publiées pour l'utilisation des réseaux gazoducs.

En pratique, les États membres désignent généralement une autorité compétente pour l'approbation des tarifs ou des clauses. Le droit d'accès réglementé pouvait être accordé à des entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles en leur permettant de conclure des contrats de fourniture avec des entreprises de gaz naturel concurrentes autres que le propriétaire et/ou le gestionnaire du réseau ou une entreprise liée.<sup>879</sup>

Dans le cadre de l'accès négocié au réseau, les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles<sup>880</sup> puissent négocier l'accès aux réseaux pour conclure des contrats de fourniture entre eux sur la base d'accords commerciaux volontaires. Toutes les démarches de la négociation entre les parties pour l'accès aux réseaux gazoducs doivent être faites de bonne foi.<sup>881</sup>

En outre, selon l'article 15 (2) de la directive 98/30/CE, les contrats concernant l'accès au réseau doivent faire l'objet d'une négociation avec les entreprises de gaz naturel concernées. Les États membres exigent également des entreprises de gaz naturel qu'elles publient<sup>882</sup> leurs principales conditions commerciales<sup>883</sup> pour l'utilisation du réseau de gaz naturel.

## **B. Les clients éligibles**

L'article 18 (2) de la directive 98/30/CE prévoit que les producteurs d'électricité à partir du gaz, quelque soit le niveau de leur consommation annuelle pour garantir l'équilibre de leur marché de l'électricité, les États peuvent prévoir un seuil qui ne peut pas dépasser le seuil envisagé pour les autres clients finals pour l'éligibilité des cogénérateurs et les clients finals consommant plus de 25 millions de mètres cubes de gaz par an et par site de consommation.

---

<sup>879</sup> L'article 16 de la directive 98/30/CE.

<sup>880</sup> Les clients éligibles intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau interconnecté.

<sup>881</sup> L'article 15 (1) de la directive 98/30/CE.

<sup>882</sup> Au cours de la première année suivant la mise en application de la présente directive et chaque année par la suite.

<sup>883</sup> “ *Questions arise as to what those published conditions should be and how the pricing of access to the gas system should be organized. The Commission has listed the following as main commercial considerations: timing of uptake of gas per day, point of entry of gas to be contracted, an example of prices usually charged for using the system, method by which a customer may request a price for delivery of gas, contractual terms and conditions on use and payment, technical requirements for network access and time frame within which gas company must reply to request for access* ”, European Commission (DG XVII/A3/B3), “ Publication of main commercial conditions” (Discussion Note, 22 October 1998). Twelve Discussion Notes on integration and application of the Gas Directive were issued by the European Commission for two “ Follow-Up meetings with Member State and industry representatives in 1998-99 ”. They are available on the Commission website at [www.europa.eu-int/comm/energy/en/gas-single-market/discussion-notes.html](http://www.europa.eu-int/comm/energy/en/gas-single-market/discussion-notes.html). (consulté le 10 octobre 2012).

Les États membres veillent à ce que la définition des clients éligibles aboutisse à une ouverture du marché égale à 20 pour cent au moins de la consommation annuelle totale du marché national du gaz. L'objectif déterminé par l'article 18 (4) de la directive 98/30/CE est d'augmenter le pourcentage de l'ouverture du marché à 28 pour cent de la consommation annuelle totale du marché national du gaz cinq ans après l'entrée en vigueur de la directive 98/30/CE, c'est à dire en 2003 et à 33 pour cent de ladite consommation dix ans après son entrée en vigueur en 2008.

Si la définition des clients éligibles visés aboutit à une ouverture de marché supérieure à 30 pour cent de la consommation annuelle totale de gaz du marché national du gaz, l'État membre concerné peut modifier cette définition dans la mesure où l'ouverture du marché n'est pas ramenée à moins de 30 pour cent de ladite consommation. Il convient de relever que lorsque les États membres modifient la définition des clients éligibles d'une manière équilibrée en tenant compte des structures du marché existantes et que la nouvelle définition ne doit pas créer de désavantages particuliers pour certains types ou certaines catégories de clients éligibles.<sup>884</sup>

En outre, les États membres sont chargés de prendre des mesures pour assurer l'augmentation de l'ouverture de leurs marchés du gaz naturel sur une période de dix ans. Par exemple, le seuil pour les clients éligibles autres que les centrales électriques au gaz est abaissé à 15 millions de mètres cubes par an et par site de consommation cinq ans après l'entrée en vigueur de la directive 98/30/CE<sup>885</sup> et à 5 millions de mètres cubes par an et par site de consommation dix ans après cette entrée en vigueur.

Pour les entreprises de distribution qui ne sont pas déjà désignées comme clients éligibles, elles auront la capacité juridique de passer des contrats pour la fourniture de gaz naturel conformément aux dispositions concernant l'accès au réseau pour le volume de gaz naturel consommé par leurs clients désignés comme éligibles dans leur réseau de distribution en vue d'approvisionner ces clients.

Dans le but d'ouvrir les marchés nationaux du gaz naturel, les États membres publient les critères de désignation des clients éligibles chaque année au plus tard le 31 janvier de l'année concernée. Toute information appropriée pour justifier de la réalisation de l'ouverture du marché prévue était envoyée à la Commission européenne et cette dernière peut demander

---

<sup>884</sup> L'article 18 (5) de la directive 98/30/CE.

<sup>885</sup> Pour le seuil fixé dans le paragraphe 2, deuxième tiret de l'article 18 de la directive 98/30/CE.

à un État membre de modifier ses définitions si elles font obstacles à l'application correcte de la directive 98/30/CE en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.

En même temps, en vue d'échapper à tout déséquilibre en matière d'ouverture des marchés, l'article 19 (1) (b) de la directive 98/30/CE prévoit que les contrats de fourniture de gaz au titre des dispositions de l'accès au réseau passés par un client sont considérés comme éligible dans les deux réseaux concernés. Dans une hypothèse où les transactions sont refusées à cause du fait que le client n'est éligible que dans un des deux réseaux, en tenant compte de la situation du marché gazier et de l'intérêt commun et à la demande de l'État membre où le client éligible est situé, la Commission européenne peut obliger la partie qui a formulé le refus à effectuer la fourniture du gaz demandée.

## **SECTION 2.**

### **LES DÉROGATIONS ET LA RÉGULATION**

#### **§ 1. Les dérogations**

La directive 98/30/CE comporte plusieurs dispositions dérogatoires. Les dérogations les plus significatives sont l'exigence de réciprocité prévue dans l'article 19 de ladite directive et la possibilité pour l'entreprise fournisseur du gaz de refuser l'accès à son réseau de transport dans trois cas qui sont énumérés : si la capacité est insuffisante, si l'accès au réseau l'empêche de remplir des obligations de service public ou si elle connaît ou estime qu'elle connaîtrait de graves difficultés économiques ou financières du fait de ses engagements *take-or-pay*.

D'ailleurs, la directive 98/30/CE prévoit la possibilité aux entreprises du gaz naturel de refuser l'accès aux réseaux. Selon l'article 17 de ladite directive les entreprises de gaz naturel peuvent refuser l'accès aux réseaux en se fondant sur le manque de capacité ou lorsque l'accès aux réseaux les empêcherait de remplir les obligations de service public ou en

raison de graves difficultés économiques et financières dans le cadre des contrats « *take-or-pay* »<sup>886</sup> qui sont visés par les opérateurs gaziers historiques.<sup>887</sup> C'est ainsi que l'article 17 (2) et l'article 4 (4) de la directive 98/30/CE obligent les États membres à prendre de telles mesures dans le cas où ils refusent d'accorder une nouvelle autorisation de construction et d'exploitation de gazoducs dans une zone où la fourniture du gaz était récente et l'exploitation efficace.

En cas de graves difficultés économiques et financières, l'article 25<sup>888</sup> (1) de la directive 98/30/CE prévoit que si une entreprise de gaz naturel connaît ou estime qu'elle connaîtrait de graves difficultés économiques et financière du fait des engagements « *take-or-pay* » qu'elle a acceptés dans le cadre d'un ou de plusieurs contrats d'achat de gaz, elle peut adresser une demande de dérogation temporaire aux dispositions concernant l'accès au réseau<sup>889</sup>, à l'État membre concerné ou à l'autorité compétente désignée.

Selon le choix de l'État membre, les demandes de dérogation sont présentées au cas par cas soit avant soit après le refus d'accès au réseau. Les États membres peuvent également laisser à l'entreprise de gaz naturel le choix de présenter sa demande avant ou après le refus d'accès aux réseaux. Dans ce cas là, l'entreprise de gaz naturel doit fournir toutes les informations utiles sur la nature et l'importance du problème.

Selon le deuxième paragraphe du même article, l'État membre ou l'autorité compétente désignée doit notifier sans délai à la Commission européenne sa décision d'accorder une telle dérogation, assortie de toutes les informations utiles concernant la décision. Grâce à ces informations, la Commission européenne se prononce en connaissance de cause et dans un délai de quatre semaines à compter de la réception de la notification, la Commission européenne peut demander que l'État membre ou l'autorité compétente désignée concernés modifient ou retirent cette décision d'octroi de dérogation. Pendant toute la procédure, la Commission européenne veille à préserver la confidentialité des informations commerciales sensibles. Si l'État membre ou l'autorité compétente désignée ne donnent pas

---

<sup>886</sup> qui se sont engagés à acheter des volumes de gaz pour garantir la sécurité d'approvisionnement de leurs pays d'origine.

<sup>887</sup> Le nouveau marché de l'énergie, p. 35.

<sup>888</sup> Cette disposition a été reprise dans la deuxième directive 2003/55/CE et n'a jamais été invoquée en pratique. Puisque les entreprises grossistes en gaz naturel ajustent bien leurs achats et utilisent la flexibilité que leur offrent les contrats « *take-or-pay* ». D'ailleurs, les opérateurs historiques tendent à demeurer sur leur marché gazier national et ne mettent pas en danger le respect de leurs engagements et ceux de leurs voisins et concurrents potentiels. Vers la future organisation électrique française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 51.

<sup>889</sup> Prévues dans les articles 15 et 16 de la directive 98/30/CE.

suite à la demande de dérogation dans un délai de quatre semaines, il ou elle doit prendre une décision définitive.<sup>890</sup>

Pour trancher une décision sur les demandes de dérogation, l'État membre ou l'autorité compétente désignée et la Commission européenne tiennent compte d'une série de critères énumérées dans l'article 25 (3) de la directive 98/30/CE comme suivant : « (a) l'objectif consistant à réaliser a) l'objectif consistant à réaliser un marché concurrentiel du gaz; b) la nécessité de remplir les obligations de service public et de garantir la sécurité d'approvisionnement; c) la situation de l'entreprise de gaz naturel sur le marché du gaz et la situation réelle de concurrence sur ce marché; d) la gravité des difficultés économiques et financières que connaissent les entreprises de gaz naturel et les entreprises de transport ou les clients éligibles; e) les dates de signature et les conditions du contrat ou des contrats en question, y compris la mesure dans laquelle elles permettent de tenir compte de l'évolution du marché; f) les efforts déployés pour résoudre le problème; g) la mesure dans laquelle, au moment d'accepter les engagements «take-or-pay» en question, l'entreprise aurait raisonnablement pu prévoir, vu les dispositions de la présente directive, que des difficultés graves allaient probablement surgir; h) le niveau de connexion du réseau à d'autres réseaux et le degré d'interopérabilité de ces réseaux, et i) l'incidence qu'aurait l'octroi d'une dérogation sur l'application correcte de la directive en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ».

À propos des dérogations à caractère général, la directive 98/30/CE a introduit trois séries de dérogations qui s'appliquent à des marchés isolés, des marchés émergents ou dans des zones où les infrastructures sont récentes ou inexistantes. La première dérogation visait les marchés relativement isolés et dépendants de l'extérieur pour la fourniture. Il faut que l'État membre ne soit pas directement relié au réseau interconnecté d'un autre État membre, et qu'il n'ait qu'un seul fournisseur extérieur principal.

Selon la deuxième dérogation visant les marchés émergents, l'État membre concerné doit montrer que la mise en œuvre de la directive provoquerait d'importants problèmes, non liés aux engagements contractuels « take-or-pay » visés à l'article 25. La directive 98/30/CE protégeait les contrats « take-or-pay » conclus avant l'entrée en vigueur de ladite directive dans la mesure où une décision sur une demande de dérogation ne pouvait mener à une situation dans laquelle il était impossible de trouver d'autres débouchés rentables.

---

<sup>890</sup> Selon la procédure I prévue de l'article 2 de la décision 87/373/CEE.

Enfin, les États membres peuvent demander la troisième catégorie de dérogation prévue dans l'article 26 de la directive 98/30/CE dans le cas où la mise en œuvre de la directive occasionnerait des problèmes importants dans une zone géographiquement limitée de son territoire.

## **§ 2. Les autorités de régulation du marché de l'énergie**

La directive 98/30/CE ne fait qu'ébaucher le régulateur comme prévu par la première directive électricité 96/92/CE. Dans son article 22, la directive prévoit que les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment des consommateurs, et tout comportement prédateur.

La directive prévoyait seulement la désignation d'une autorité compétente pour régler les litiges concernant les négociations et le refus d'accès aux réseaux. En vertu de l'article 21 (2) de la directive 98/30/CE, à propos des négociations entre les parties, les États membres désignent une autorité compétente qui doit être indépendante des parties pour régler rapidement les litiges relatifs aux négociations en question. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les négociations et le refus d'accès dans le cadre de la directive 98/30/CE. L'autorité compétente présente ses conclusions sans délai ou, si possible, douze semaines au plus tard après avoir été saisie du litige. Le recours à cette autorité ne préjuge pas de l'exercice des voies de recours prévues par le droit européen.

Il convient de souligner également que la directive 98/30/CE ne donnait pas de compétences aux autorités en matière d'examen et d'approbation des tarifs et autres conditions relatives à l'accès réglementé aux réseaux. Les États membres avaient une large marge de manœuvre pour déterminer les compétences à attribuer à leurs autorités de régulation du marché de l'énergie.



## **CHAPITRE II**

### **LES EFFETS JURIDIQUES DE LA DIRECTIVE 98/30/CE**

#### **SUR LE MARCHÉ GAZIER EN FRANCE**

La transposition de la directive 98/30/CE était juridiquement réalisée dans la plupart des États membres dès l'automne 2000. La plupart des États membres avaient indiqué des taux d'ouverture théorique supérieurs au seuil minimum fixé par la directive. Bien que les marchés européens du gaz fussent théoriquement libéralisés partout en Europe, la France et l'Allemagne, devraient faire l'objet d'appréciations nuancées. Du fait de faute d'avoir procédé à temps, ces deux États membres ont fait l'objet des procédures européennes de l'infraction.<sup>891</sup>

Il existait une grande divergence entre le taux théorique d'ouverture des marchés énergétiques qui découlent des législations nationales et le taux réel qui correspond à la part

---

<sup>891</sup> CHEVALIER Jean-Marie, « L'industrie gazière en France et en Europe », Chapitre 13, HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 307 - 322.

des clients mis en mesure de changer de fournisseur. Par exemple, pour le cas de la France, le degré d'ouverture théorique annoncé était 20% et le degré d'ouverture réel n'était que 5%.<sup>892</sup>

Quant à la politique française relative au gaz naturel, face à une dépendance gazière croissante, la France poursuit sa politique de diversification des ressources d'approvisionnement en énergie, gage de sécurité à long terme. Si l'on analyse le bilan gazier de la France à cette époque, elle envisageait d'acheter du gaz britannique lorsque les travaux de pose de l'interconnexion gazoduc entre la Grande Bretagne et la Belgique seront achevés. Par ailleurs, l'Afrique, notamment le Nigéria était un deuxième fournisseur de gaz naturel pour la France et l'Europe. La Russie et la Norvège demeuraient les deux principaux fournisseurs de gaz de la France avec des volumes respectifs de 126 TWh et 120 TWh. L'Algérie et les Pays-Bas viennent immédiatement après avec 83 et 59 TWh.

Le recours à la filière nucléaire pour la production d'électricité, l'incertitude qui pèse actuellement sur l'offre et notamment sur la stabilité politique et la capacité d'investissement des principaux fournisseurs<sup>893</sup> en France étaient des raisons pour le développement du marché gazier français. Depuis 1991 la situation financière de GDF s'est sensiblement améliorée et connaît un résultat bénéficiaire.<sup>894</sup>

Les pays membres de l'Union européenne, y compris la France, devraient transposer la directive 98/30/CE dans leurs droits nationaux au 10 août 2000. L'adaptation du système gazier français a passé par une concertation utilisant le support d'un « *Livre blanc* » intitulé « *Vers la future organisation gazière française* ». Toutes les questions soumises à réflexion par la directive 98/30/CE ont été indiquées dans le Livre blanc afin de faire prévaloir les préoccupations et les ambitions comme la notion de service public et la volonté de la sécurité d'approvisionnement, l'ouverture progressive du marché gazier. La directive 98/30/CE donnait à la France le droit de choisir des dispositions adéquates pour ses stockages de gaz naturel et protégeait ses contrats d'approvisionnement de long terme.

Sous cette section, il convient tout d'abord d'élaborer la situation du marché gazier en France avant la transposition de la directive 98/30/CE (Section 1), ensuite d'analyser les dispositions de la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de

---

<sup>892</sup> En général de l'Europe, le degré d'ouverture théorique du marché gazier était supérieur au plancher de 20 % fixé par la directive 98/30/CE. En fonction de la part des clients ayant changé de leurs fournisseurs, en termes d'ouverture réelle des marchés, sauf les Pays-Bas et la Grande - Bretagne, aucun pays d'Europe n'est parvenu à dépasser un degré d'ouverture réel estimé à 7 %.

<sup>893</sup> La Russie et L'Algérie.

<sup>894</sup> Depuis 1992, l'État a perçu un dividende sur ce résultat à un taux variant entre 30 et 70 %. En outre, Gaz de France s'était acquitté pour la première fois en 1994 de l'impôt sur les sociétés. Après un très bon exercice en 1996 chiffre d'affaires en hausse de 10 % et résultat net de 2,5 milliards de francs après 1,9 milliards en 1995, la situation financière de Gaz de France s'était détériorée en 1997.

l'électricité et au service public de l'énergie qui a été entrée en vigueur pour le but de transposer le premier paquet énergie en France (Section 2).

## **SECTION 1.**

### **LA SITUATION DU MARCHÉ GAZIER EN FRANCE AVANT LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE 98/30/CE**

Dans le cadre de la transposition de la directive 98/30/CE, la France était obligée d'organiser le marché gazier et évoluer la concurrence parmi les grandes entreprises industrielles. La France avait des opérateurs gaziers divers.<sup>895</sup> GDF étant une entreprise public, elle a toujours une grande importance au niveau national. Deux autres grands opérateurs gaziers privés sont TotalFina et Elf. La transposition de la directive 98/30/CE devrait faciliter le développement et la coopération des projets gaziers.

Le premier projet de loi transposant la directive 98/30/CE a été refusé par le Gouvernement français de l'époque d'être inscrit à l'ordre du jour du parlement. Ce premier projet de loi s'était basé sur le rapport préparé par Mme Nicole Bricq, député socialiste, chargée d'une mission de réflexion et de concertation sur la transposition de la directive 98/30/CE sur le marché intérieur du gaz naturel qui devait être rendu au Premier ministre le

---

<sup>895</sup> Vers la future organisation électrique française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 51.

27 octobre 1999. Ce rapport visait à donner à GDF les moyens de son développement et de transformer l'établissement public en société anonyme et de réaliser une ouverture du capital.<sup>896</sup>

## **§ 1. La situation du marché gazier en France pendant la transposition du premier paquet énergie**

En mars 2000, la France n'avait pas encore transposé la directive 98/30/CE dans sa législation nationale et le processus législatif était largement entamé<sup>897</sup>. Les principaux groupes français avaient commencé de se regrouper pour constituer l'Union professionnelle des industries privées de gaz (« Uprigaz »)<sup>898</sup>. En mai 2000 ce groupe ayant pour objet de défendre les intérêts des acteurs privés auprès des pouvoirs publics, était assez ambitieux pour que le lobbying gazier entre en scène à l'Assemblée nationale. Par la suite, en juillet 2000 avant l'entrée en vigueur de la nouvelle loi gazière, GDF a par anticipation annoncé l'ouverture de ses réseaux gaziers et publié des tarifs d'accès.<sup>899</sup>

### **A. L'activité gazière en France**

Pendant la période de la transition du premier paquet énergie, en 1998 les exportations nettes d'électricité se sont élevées à 12 % de la production française, la France est le premier pays exportateur d'électricité dans le monde entier. En revanche, 5 % des ressources gazières de 1998 provenaient de la production nationale, et 95 % des importations, notamment de pays extérieurs à l'UE dans lesquels l'offre gazière relève souvent d'un monopole de fait ou de droit<sup>900</sup>. En plus, le transport gazier requerrait des investissements importants. Le transport du gaz reposant sur des gazoducs, soit sur des terminaux de liquéfaction et de regazéification ainsi que sur des navires méthaniers, requerrait des investissements lourds et fixes.<sup>901</sup>

Les stockages de gaz sont très importants pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la continuité de la fourniture face aux risques techniques. En France, en 1998, il existait

---

<sup>896</sup> FRANÇOIS M., GONNOT Michel, Le rapport de l'Assemblée Nationale du 26 novembre 2002 fait au nom de la Commission des Affaires Économiques, de l'Environnement et du Territoire sur le projet de loi, adopté par le Sénat après la déclaration d'urgence relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie, p. 7.

<sup>897</sup> WORMSER V.S., "La structure du marché gazier et la transposition de la directive Gaz en France", JCP éd. E, 17 février 2000.

<sup>898</sup> En 2000, Uprigaz se composait Suez Lyonnaise des Eaux, sa filiale Elyo, Elf Aquitaine Gaz, TotalFina, Dalkia et Gaz du Sud - Ouest.

<sup>899</sup> <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/994001438/0000.pdf> (consulté le 3 décembre 2013).

<sup>900</sup> L'offre gazière s'insérerait dans un contexte géostratégique qui peut connaître des mutations brusques. Cette situation mettait en évidence la nécessité d'une forte attention pour assurer la sécurité des approvisionnements.

<sup>901</sup> Les caractéristiques des investissements de production et de transport ont concouru à ce que les flux gaziers en Europe soient aujourd'hui essentiellement régis par des contrats du type "take-or-pay" qui sont des contrats de long terme par opposition aux contrats "spot", où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou pas. Les prix sont en général indexés sur les cours des hydrocarbures liquides. Les contrats "take or pay" peuvent concourir au développement des ressources gazières et des infrastructures.

quinze stockages souterrains représentent environ le quart de la consommation annuelle du pays.

## 1. La structure du marché gazier en France

Quant à la structure de l'industrie gazière vers la fin des années 1990, Elf et Total constituaient deux grands producteurs gaziers dans le monde et existaient quatre transporteurs : GDF, Compagnie française du méthane, Gaz du Sud-Ouest, SEAR.<sup>902</sup>

Principal acteur sur le marché gazier français, GDF avait été créé par la loi du 8 avril 1946 sous la forme d'un établissement public à caractère industriel et commercial. Il disposait d'un monopole sur les importations et les exportations de gaz naturel, et est omniprésent sur la totalité des activités gazières en France, production mise à part où il a commencé à être présent au stade de la production par le biais de participations à l'étranger.

Elf Aquitaine exploitait les gisements de gaz du Sud-Ouest, constituait le principal producteur sur le sol national, exploitait deux unités de stockage et détenait des participations au sein de plusieurs entreprises, comme les transporteurs GSO<sup>903</sup>, CFM<sup>904</sup> et SEAR<sup>905</sup>, ou le distributeur Gaz de Bordeaux.

Quant aux acteurs gaziers, Total détenait une participation dans le transporteur GSO ainsi que dans le distributeur Gaz de Strasbourg. GSO était créée en 1945 et assurait l'ensemble des opérations de transport et de fourniture aux distributions publiques et aux industriels raccordés au réseau de transport dans la zone du Sud-Ouest. Le capital de GSO était détenu par Elf à hauteur de 70 % et par GDF à hauteur de 30 %.

Créée en 1956, CFM assurait la fourniture aux distributions publiques et aux industriels raccordés au réseau de transport dans le Centre et l'Ouest de la France. Le capital de CFM est détenu par GDF, Elf et Total à hauteur respectivement de 55 %, 30 % et 15 %. Détenue à hauteur de 70 % par Elf et de 30 % par la Caisse des dépôts et consignations, SEAR disposait d'une concession limitée de transport dans le Sud-Ouest.

En ce qui concerne la consommation française de gaz ne représentait que 1,7 % de la consommation mondiale et la production nationale moins de 0,1 % de la production mondiale.

---

<sup>902</sup> Vers la future organisation électrique française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 51.

<sup>903</sup> Gaz du Sud-Ouest.

<sup>904</sup> La Compagnie française du méthane.

<sup>905</sup> La Société Elf Aquitaine de réseau.

Les ventes aux consommateurs finals sont assurées par les transporteurs lorsqu'ils fournissent d'importants clients industriels directement raccordés à leurs réseaux, ainsi que par les distributeurs.

À cette époque, l'activité du transport du gaz était principalement assurée sous un régime de concession d'État qui était propriétaire du réseau qu'il concède, l'exploitant devrait respecter le cahier des charges de la concession, étant entendu que le cahier des charges type a été défini par le décret du 15 janvier 1952. En 1998, le transport de gaz en France se trouvait concédé à trois entreprises : GDF, Gaz du Sud-Ouest et la Société Elf Aquitaine de réseau. Une partie des réseaux concédés à GDF est affermée à la CFM.

En plus, en 1998, la France était le seul pays de l'UE dans lequel le réseau de transport appartenait à l'État et non aux entreprises. Ce régime de propriété avait pour effet que les exploitants des réseaux de transport de gaz peuvent craindre qu'à l'échéance de la concession, celle-ci ne soit pas renouvelée en leur faveur, mais en la faveur d'un tiers. De ce fait, les concessionnaires français peuvent se considérer comme désavantagés vis-à-vis de leurs concurrents étrangers, qui ne connaissent pas le même risque dans leur propre pays.

La France étant dotée en stockages de gaz, elle devrait également valoriser aux mieux cette richesse naturelle. C'est la raison pour laquelle, la loi gazière avait du être révisé la législation s'appliquant aux stockages de gaz. Les clients du marché gazier ne pouvaient pas négocier eux-mêmes leurs fournitures, et continuaient à utiliser comme fournisseur le transporteur ou le distributeur auquel ils sont raccordés.

## **2. Le développement des opérateurs gaziers français**

En vue de développer les opérateurs gaziers français dans un contexte européen et international, il devrait évoquer les orientations sur la maîtrise de nouvelles activités gazières, l'offre de certains services aux éligibles et l'augmentation des capacités d'investissement et d'action. Les trois grands acteurs gaziers français de ce période (GDF, Elf et Total<sup>906</sup>) restaient modestes par rapport à d'autres entreprises gazières comme Exxon-Mobil, Royal Dutch Shell et BP.

Au niveau international, Elf était un importateur producteur de gaz en Europe et aux Etats-Unis. Il assurait des activités de distribution gazière et production d'électricité en

---

<sup>906</sup> Après sa fusion avec Pétrofina, Total était devenu Total Fina.

Grande-Bretagne. Total était un producteur en Argentine, Mer du Nord Britannique, Mer de Norvège, Algérie, Thaïlande et Iran et a développé ses projets en aval de la production gazière.

Quant à GDF, elle était reconnue pour son savoir-faire sur le cœur des métiers gaziers et sa mixité de la distribution avec EDF lui permettait des synergies et des économies d'échelle. En plus, dans le prolongement du « *Contrat d'entreprise* » signé en 1997 entre l'État et GDF, les accords de 1998 avec Elf et Total avaient contribué à l'augmentation de sa présence. GDF avait également des interconnexions gazières dans plusieurs pays dans le monde<sup>907</sup>. À cet effet, le législateur français a commencé à travailler sur la nouvelle loi pour transposer la directive 98/30/CE en droit français.

## **B. Les travaux juridiques**

En considérant le principe de l'« *effet direct* » des directives européennes dans les États membres à la date de l'expiration de son délais de transposition<sup>908</sup>, les acteurs du marché gazier ont été confrontés avec une situation ambiguë en face au manque de travaux législatifs. À cette occasion il convient de rappeler que l'effet direct d'une directive européenne n'est pas possible dans le cadre des relations verticales<sup>909</sup>, donc il n'exista aucun cas particulier pour l'effet direct horizontal entre les particuliers.<sup>910</sup>

En parallèle à ces développements dans le marché gazier français, le Parlement français était toujours en retard pour transposer la première directive 98/30/CE, et enfin de compte à cause de ce délai imparti pour la transposition de la directive 98/30/CE par la France, le 3 juillet 2001 la Commission européenne a engagé une action devant la Cour de justice des Communautés européennes contre la France et l'a condamnée le 28 novembre 2002 pour manquement à son obligation de transposition de la directive européenne. Ce retard a été également interprété comme un refus de principe de la libéralisation des marchés

---

<sup>907</sup> « Les principales interconnexion gazières: Outre les terminaux méthaniens de Fos-sur-mer et de Montoir-de-Bretagne, qui permettent essentiellement d'accueillir le gaz algérien, une liaison avec la Belgique à Taisnières (département du Nord) permet l'arrivée de gaz néerlandais et norvégien, la liaison avec l'Allemagne à Obergailbach permet l'arrivée de gaz russe, l'atterrage à Dunkerque du gazoduc Norfra, inauguré en octobre 1998, permet désormais d'intensifier les livraisons norvégiennes. Les livraisons vers l'Espagne sont réalisées par Port-de-Larrau et celle vers la Suisse par ferneey-Voltaire. Les interconnexions continuent de se développer: « l'artère des marches du Nord-Est », qui pénétrera en Allemagne immédiatement après Oltingue, permettra l'acheminement vers l'Italie d'une partie du gaz norvégien arrivé à Dunkerque, un projet « Perpignan-Barcelona » est important pour l'approvisionnement de l'Espagne et a été déclaré « projet d'intérêt commun » par la Commission européenne en juillet 1997 », Vers la future organisation gazière française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 48.

<sup>908</sup> CJCE, 5 avril 1979, Ratti, Rec. CJCE, p. 1645.

<sup>909</sup> C'est-à-dire opposant un particulier à un Etat.

<sup>910</sup> CJCE, 2 août 1993, Marshall, Rec. CJCE, p. 436, D. 1993, IR p. 204.

énergétiques par la France et a influencé négativement sa position pendant les négociations de la deuxième directive gazière.

La transposition de la directive 98/30/CE n'avait qu'une portée limitée et permettait l'ouverture du marché gazier très partiellement et essentiellement au profit des établissements les plus gros consommateurs du gaz et mettait en place un nouveau système de régulation sur une échelle limitée. Le projet de loi proposé dans le but de transposer la directive 98/30/CE ne contenait aucune disposition sur l'adaptation de la politique énergétique de la France et le statut de GDF.

Sur le plan juridique, la libéralisation du marché gazier - autrefois géré sous monopole - est un travail de réglementation qui implique d'explicitier des règles coutumières en matière de service public et d'encadrer des pratiques pour tenir compte de la diversité nouvelle des nouveaux arrivants. Alors, à cette fin, la nouvelle loi de transposition devrait garantir la sérénité du service public et de la politique énergétique ainsi que les intérêts des consommateurs.

À cette fin, la nouvelle organisation du marché gazier français à l'issue de la transposition de la directive 98/30/CE avait but d'améliorer les services et d'abaisser les coûts pour les consommateurs industriels.

La libéralisation du marché énergétique était un grand défi pour le législateur français. Il devrait améliorer les mécanismes de régulation du marché gazier qui préserve le service public et permettre aux consommateurs de bénéficier des prix les plus bas et des meilleures conditions de service en matière de sécurité. Le projet de loi avait pour but de constituer une étape nouvelle dans les réformes structurelles nécessaires en France et contribuerait à démontrer la volonté de la France de participer activement à la construction européenne du marché gazier et de tirer des bénéfices d'une libéralisation des marchés de l'énergie maîtrisée en restant fidèle aux principes d'égalité et de solidarité qui sont le fondement du service public.

Pour la modernisation du marché gazier français, en juin 1999 le gouvernement français a préparé un Livre blanc passant en revue les différentes questions susceptibles de se



poser lors de l'application de la directive.<sup>911</sup> Par la suite, le gouvernement a adopté un projet de loi « *relative à la modernisation du service public du gaz naturel et au développement des entreprises gazières* » destiné à la transposition de la directive 98/30/CE.

Restant silencieux sur de nombreux points comme les contrats « *take-or-pay* »<sup>912</sup>, la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie dont l'objectif était la transposition de la directive du 22 juin 1998 a apporté d'importantes modifications aux conditions d'exercice du marché gazier en termes d'ouverture à la concurrence ainsi que de contrôle et de régulation.

---

<sup>911</sup> Les questions posées par le Livre blanc essaient de répondre aux préoccupations sur la nouvelle organisation du marché gazier français suite à la directive 98/30/CE. « Comment financer les obligations de service public imposées à GDF ? », « À quels clients faut-il permettre de faire jouer la concurrence ? », « Doit-on autoriser les concurrents de GDF à utiliser non seulement ses gazoducs, mais aussi ses stockages ? », « L'instance de régulation du marché doit-elle commune avec celle chargée de l'électricité ? », Lamy Gestion et Finances des Collectivités Locales, Partie 5 – Partenariats et interventions économiques, Titre 1 – Partenariats liés à la gestion de services publics locaux, Étude 516 – Services publics locaux liés à l'Énergie, Section 1 – Électricité et gaz. « Du monopole à l'ouverture à la concurrence ».

<sup>912</sup> CHARBIT Nicolas, «Le droit nouveau de l'énergie: la transposition des directives Electricité et Gaz en France», Recueil Dalloz, 2000, p. 463.

## SECTION 2.

### LA LOI N° 2003 - 8 DU 3 JANVIER 2003

#### § 1. L'accès au réseau gazier et le service public dans le marché gazier

Dans l'objectif de transposer la directive 98/30/CE, la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie a déterminé des conditions spécifiques dans la perspective d'une ouverture progressive et maîtrisée à la concurrence.<sup>913</sup>

Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, les autorités concédantes<sup>914</sup>, les collectivités locales ayant constitué un distributeur non nationalisé<sup>915</sup> et la Commission de régulation de l'énergie<sup>916</sup> veillent au bon accomplissement des missions du service public du gaz naturel<sup>917</sup> et au bon fonctionnement du marché du gaz naturel<sup>918</sup>. Il convient de préciser que la loi n° 2003 - 8 s'applique à tous les types de gaz qui peuvent être injectés et transportés de manière sûre dans les réseaux de gaz naturel.

Le but essentiel de la loi de transposition de la directive 98/30/CE était de faire passer le marché du gaz d'une structure de monopole à une structure de concurrence en baissant des prix aux profits des consommateurs finals.

---

<sup>913</sup> L'article 1 (1) de la loi du 3 janvier 2003.

<sup>914</sup> Visées à l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales.

<sup>915</sup> Visé à l'article 23 de la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

<sup>916</sup> Créée par l'article 28 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

<sup>917</sup> Définies par la loi du 3 janvier 2003.

<sup>918</sup> L'article 1 (2) de la loi du 3 janvier 2003.

## **A. L'accès aux réseaux de gaz naturel**

Les entreprises de transport de gaz naturel donnent aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles un droit d'accès au réseau<sup>919</sup>. C'est ainsi que la loi n° 2003 - 8 a transposé le droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel et aux installations du gaz naturel liquéfié garanti par tous les opérateurs qui exploitent de tels ouvrages aux clients éligibles et à leurs fournisseurs. Un tel droit d'accès était indispensable pour garantir la fourniture de gaz naturel tant aux clients éligibles et pour l'exécution des contrats gaziers d'importation et d'exportation conclus par les fournisseurs autorisés et permettre l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au sein de l'espace économique européen.

À l'époque de la transposition, les infrastructures appartenaient et étaient concédées aux opérateurs gaziers intégrés. Le droit d'accès aux réseaux avait pour but de permettre aux concurrents des monopoles d'utiliser les infrastructures qui existaient déjà. À cette fin l'article 2 de la loi n° 2003 - 8 a ouvert un droit d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de gaz naturel liquéfié aux clients éligibles et à leurs fournisseurs et conditionnait l'existence de la concurrence sur le marché du gaz naturel en France.

L'article 2 indique que le droit d'accès bénéficie aux clients éligibles, à leurs fournisseurs et à leurs mandataires. Le droit d'accès signifiait un tel droit aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires, dans des conditions définies par contrat avec les opérateurs qui les exploitent. Toutefois, lorsque l'opérateur et l'utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations. Ces contrats et protocoles conclus dans le cadre de l'attribution des droits d'accès étaient transmis à la Commission de régulation de l'énergie.

L'article 2 (3) de la loi n° 2003 - 8 prévoyait également le droit d'accès aux mêmes ouvrages et installations garantis par les opérateurs qui les exploitent pour assurer l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au sein de l'Espace économique européen. Pendant l'attribution de tel droit d'accès, les opérateurs devraient s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateur et ces droits d'accès ne devraient pas embarrasser l'utilisation desdits

---

<sup>919</sup> Les articles 7 (2) et 14 de la directive 98/30/CE.

ouvrages ou installations par l'opérateur qui les exploite afin d'accomplir les obligations de service public qui lui incombent.

Quant aux conditions encadrant le refus de conclure un contrat d'accès à une installation gazière y compris les installations fournissant des services auxiliaires<sup>920</sup>, l'article 6 de la loi n° 2003 - 8 prévoyait un régime général des refus et détermine un dispositif dérogatoire permettant à un opérateur rencontrant des difficultés spécifiques d'obtenir temporairement la possibilité de refuser d'accorder le droit d'accès. Les refus d'accès à ces installations devraient être motivés et notifiés au demandeur et à la Commission de régulation de l'énergie.

Un tel refus peut être fondé sur un manque de capacité ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des réseaux ou des installations de gaz naturel liquéfié, un ordre de priorité pour l'accès aux ouvrages et installations prescrit par le ministre chargé de l'énergie afin d'assurer l'accomplissement des obligations de service public, les critères fixés par une dérogation temporaire préalablement octroyée par la Commission de régulation de l'énergie.<sup>921</sup> Une entreprise qui n'a pas bénéficié d'une dérogation ne pouvait pas refuser l'accès aux ouvrages et aux installations qu'elle exploite en raison de l'exécution de ses engagements contractuels à long terme<sup>922</sup> d'achat de gaz naturel assortis d'une obligation d'enlèvement du gaz.<sup>923</sup>

Dans le cas où un opérateur refuse l'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de gaz naturel liquéfié, y compris à leurs installations fournissant des services auxiliaires, en raison d'un manque de capacité ou d'une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur au réseau, la Commission de régulation de l'énergie peut le mettre en demeure de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge. Cette faculté est ouverte au régulateur si ces améliorations se justifient économiquement, à la condition que leur coût ne soit pas disproportionné par rapport à la demande solvable prévisible, ou si un client potentiel, qui n'est pas nécessairement le demandeur auquel le droit d'accès a été refusé, indique qu'il est disposé à en prendre en charge le coût.

---

<sup>920</sup> Prévu dans l'article 17 de la directive 98/30/CE.

<sup>921</sup> L'article 6 § I de la loi n° 2003 - 8.

<sup>922</sup> « Take-or-pay ».

<sup>923</sup> L'article 6 § II de la loi n° 2003 - 8.

Conformément à l'article 25 de la directive 98/30/CE<sup>924</sup>, l'article 6 § II organise l'attribution de dérogations aux règles gouvernant l'accès des tiers aux réseaux au profit des entreprises gazières intégrées confrontées à des difficultés économiques du fait d'engagements contractuels d'achat de gaz naturel assorties d'une obligation d'enlèvement dits contrats « *take-or-pay* ».<sup>925</sup> C'est ainsi que la dérogation temporaire a été prévue sur la demande de la Commission de la régulation de l'énergie par des fournisseurs lorsque les deux conditions prévues dans l'article concerné étaient prévues. Tout d'abord, l'entreprise devrait être menacée de graves difficultés économiques et financières résultant de l'exécution de contrats « *take-or-pay* » et ensuite l'évolution défavorable de ses débouchés ne pouvait être raisonnablement prévue lors de la conclusion de ces contrats.

La dérogation était prévue pour une durée maximale d'un an, renouvelable et elle est attribuée par une décision motivée, publiée et notifiée à la Commission européenne qui précise les conditions dans lesquelles le bénéficiaire de la dérogation peut refuser de conclure un contrat d'accès au réseau qu'il exploite.<sup>926</sup>

Afin de statuer sur les dérogations l'État membre ou l'autorité compétente désigné et la Commission tenaient compte, notamment des critères suivants : l'objectif consistant à réaliser un marché concurrentiel du gaz, la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de remplir les autres obligations de service public qui incombent au demandeur, la situation du demandeur et l'état de la concurrence sur le marché du gaz naturel, la gravité des difficultés économiques et financières dont sont menacés le demandeur ou ses clients, ainsi que les mesures prises par le demandeur en vue de trouver d'autres débouchés pour la vente du gaz naturel qu'il achète, la date de conclusion des engagements contractuels mentionnés au premier alinéa et les conditions d'adaptation de ces engagements en cas d'évolution des débouchés du demandeur, des difficultés techniques liées à l'interconnexion ou à l'interopérabilité des réseaux, l'incidence qu'aurait la délivrance d'une dérogation sur l'application correcte de la présente loi en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.

---

<sup>924</sup> L'article 25 de la directive 98/30/CE prévoyait que si une entreprise connaît ou estime qu'elle connaîtrait de graves difficultés économiques et financières du fait des engagements « *take-or-pay* » qu'elle a acceptés dans le cadre d'un ou de plusieurs contrats d'achat de gaz, elle peut adresser à l'Etat membre concerné, ou à l'autorité compétente désignée, une demande de dérogation temporaire à l'obligation de consentir un droit d'accès au réseau.

<sup>925</sup> MATOR B., RIBOT O., « Le marché français du gaz à l'heure de la concurrence », Petites affiches, 22 novembre 1999, n° 232, p. 13.

<sup>926</sup> La CRE et la Commission européenne devraient prendre en compte une série de huit critères pour accorder, refuser ou modifier la dérogation notamment les dates et les conditions de signature des contrats, ainsi que les efforts faits pour améliorer la situation et dans quelle mesure au moment de la signature des contrats « *take-or-pay* », l'entreprise pouvait envisager l'apparition des difficultés graves liées aux termes mêmes de la directive.

## 1. Le régime de l'éligibilité des clients

Le régime applicable aux clients éligibles qui ont la capacité juridique de passer des contrats de fourniture de gaz naturel ou d'acheter du gaz naturel résulte de l'article 18 de la directive 98/30/CE.<sup>927</sup> La progressivité de l'ouverture du marché du gaz naturel prévu par la directive 98/30/CE est cohérente avec la nécessité de protéger les droits des opérateurs gaziers ayant déjà acheté du gaz dans le cadre des contrats « *take-or-pay* ».<sup>928</sup>

Les clients éligibles qui sont autorisés à se fournir en gaz naturel auprès d'un fournisseur de leur choix ont été distingués en trois types. Le premier type de clients éligibles sont les producteurs d'électricité à partir de gaz naturel dans la limite de leur consommation annuelle de gaz naturel utilisé pour la production d'électricité ou pour la production simultanée d'électricité et de chaleur, quel que soit le niveau de leur consommation annuelle et les consommateurs finals à l'exception des ménages pour chacun de leurs sites dont la consommation annuelle de gaz naturel est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'État<sup>929</sup> qui déterminait à la fois la procédure de reconnaissance de l'éligibilité et les modalités d'application de ce seuil en fonction des variations annuelles de la consommation nationale totale de gaz naturel.

Le deuxième type de clients éligibles est les consommateurs finals dont la consommation annuelle pour un site donné est supérieure à un seuil fixé par décret en Conseil d'État. Pour la première étape, le seuil déterminé permettait une ouverture du marché national français du gaz naturel au moins égale à 20 % de la consommation annuelle totale et il ne pouvait pas excéder 25 millions de mètres cubes par site comme imposée par l'article 18 de la directive 98/30/CE.<sup>930</sup> Il est abaissé au plus tard le 10 août 2003 pour permettre une ouverture du marché national du gaz naturel au moins égale à 28 % et il ne pouvait pas excéder 15 millions de mètres cubes par site, et au plus tard le 10 août 2008, la consommation agrégée de l'ensemble des clients éligibles doit représenter au moins 33 % de la consommation annuelle totale de gaz dans chaque État membre et les clients éligibles devraient être reconnus au moins les consommateurs finals consommant plus de 5 millions de mètres cubes de gaz par an et par site de consommation.

---

<sup>927</sup> La directive 98/30/CE tentait de concilier la volonté d'ouvrir le marché gazier et la nécessité de tenir compte des différences de développement de certaines économies en mettant en place un marché du gaz progressivement, pour que l'industrie puisse s'adapter à son nouvel environnement de manière souple et rationnelle.

<sup>928</sup> Livre Blanc, « Vers la future organisation gazière française », p. 12.

<sup>929</sup> L'article 3 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>930</sup> La directive 98/30/CE ouvrait également la possibilité de reconnaître l'éligibilité des cogénérateurs qui produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur dans les mêmes conditions que les autres consommateurs finals.

Le troisième type de clients éligibles sont les distributeurs non nationalisés indiqués à l'article 23 de la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz et ceux qui auraient choisi de créer une distribution gazière<sup>931</sup> seront éligibles au titre de l'approvisionnement effectif de l'ensemble des clients situés dans leur zone de desserte, lorsque leur volume d'achat est supérieur au seuil mentionnée par la loi n° 2003 - 8. Ces distributeurs étaient considérés comme totalement éligibles dès lors qu'ils approvisionnaient des clients éligibles dans leur zone de desserte, mais ils le sont pour la totalité du gaz qu'ils achètent.

Par l'intermédiaire de son mandataire, un client éligible a pu se fournir en gaz naturel auprès d'un fournisseur de son choix, qu'ils constituent ou non, l'un et l'autre, des personnes morales distinctes. Lorsqu'un client éligible exerce cette faculté pour un site, le contrat de fourniture et de transport pour ce site conclu à un prix réglementé, était résilié de plein droit à l'expiration d'un délai de trente jours à compter de la notification par le client éligible à son fournisseur de sa décision. Les fournisseurs des clients éligibles restent toujours les mêmes, comme dans la grande majorité de cas, de GDF, ou dans les cas exceptionnels l'un des vingt - deux distributeurs non nationalisés.

## **2. Le statut des fournisseurs de gaz naturel**

La fourniture de gaz naturel consiste à alimenter les clients éligibles et non éligibles et à assurer la continuité de fourniture aux distributeurs. C'est la raison pour laquelle, la définition du fournisseur porte une importance significative afin de déterminer le fonctionnement de l'accès aux réseaux de gaz naturel. En vertu de l'article 4 (1) de la directive 98/30/CE les États membres ou toute autorité qu'ils désignent, peuvent délivrer des autorisations pour la fourniture du gaz naturel, y compris la livraison et/ou la vente à des clients de gaz naturel et le GNL.

Les fournisseurs ont été reconnues par l'article 5 de la loi n° 2003 - 8 en tant que personnes installées sur le territoire d'un État membre de l'Union européenne ou dans le cadre d'accords internationaux<sup>932</sup> sur le territoire d'un autre Etat qui est titulaire d'une autorisation

---

<sup>931</sup> Dans les conditions prévues par le sixième alinéa du I de l'article 50 de la loi n° 98 - 546 du 2 juillet 1998.

<sup>932</sup> Selon le rapport de Ladislas Poniatowski au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, " *Les accords internationaux visés sont les accords signés entre l'Union européenne et un Etat tiers en vue de son adhésion à l'Union dans les quels certains droits sont reconnus au pays tiers concerné, par anticipation sur l'application des règles découlant de sa future adhésion (liberté d'établissement et de prestation de services, libre circulation des biens et des services* ". D'ailleurs cette rédaction permettait à un fournisseur installé sur le territoire d'un Etat tiers de bénéficier du statut de fournisseur au sens de la directive 98/30/CE, dès lors que l'accord international concerné le prévoyait expressément.

délivrée par le ministre chargé de l'énergie. L'autorisation de fourniture précise les catégories de client auxquels peut s'adresser le fournisseur.

Les autorisations d'exercice l'activité de fourniture étaient délivrées de manière objective et non discriminatoire. Les critères d'octroi ou de refus de délivrance des autorisations d'exercice de l'activité de fourniture et la procédure de délivrance des autorisations étaient déterminés dans la loi n° 2003 - 8. À cette fin, les États étaient tenus de fixer et de rendre publics les critères objectifs et non discriminatoires que respectent les bénéficiaires d'autorisation et ceux qui aboutissent à la délivrance d'une autorisation et veiller à ce que les raisons qui motivent le refus d'une autorisation soient communiqués au demandeur, notifiées à la Commission européenne.

L'autorisation de fourniture est délivrée ou refusée en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et de la compatibilité du projet du demandeur avec les obligations de service public. Cette autorisation nominative et incessible, peut, en cas de changement d'opérateur, être transférée par la décision du ministre chargé de l'énergie au nouvel opérateur. Les modalités de délivrance des autorisations sont fixées par décret en Conseil d'État.

Il convient d'ajouter ici que selon l'article 5 § 2 (1), les fournisseurs exerçaient leur activité dans les conditions fixées par leur autorisation de fourniture ainsi que, le cas échéant, pour les clients non éligibles, s'ils en sont également les distributeurs, par les cahiers des charges des concessions ou les règlements de service des régions<sup>933</sup>. Un décret en Conseil d'État fixe les obligations qui s'imposaient aux titulaires, en tenant compte des diverses catégories d'opérateurs et des caractéristiques de leurs clients et les conditions de la révision de ces obligations. En outre, le ministre de l'énergie pouvait imposer aux fournisseurs de lui communiquer chaque année leur plan prévisionnel d'approvisionnement en gaz naturel.

À propos de la sécurité d'approvisionnement, pour l'assurer, elle nécessite que le gaz destiné au marché gazier français provienne de plusieurs États. Un régime de monopole d'importation en vigueur avant l'ouverture à la concurrence du marché gazier, permet de régler le problème de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Par le seul importateur du gaz naturel il suffit pour assurer la sécurité française d'approvisionnement en gaz naturel

---

<sup>933</sup> Mentionnés à l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales.



que les pouvoirs publics qui exercent la tutelle sur cet établissement public lui imposent de maintenir une diversification géographique suffisante de ces sources d'approvisionnement.

Le législateur français prévoyait également que lorsque le bénéficiaire de l'autorisation de fourniture était tenu de présenter une diversification suffisante de ses approvisionnements en gaz naturel pour préserver la sécurité d'approvisionnement, le ministre chargé de l'énergie pouvait le mettre en demeure de procéder à cette diversification ou de prendre toute mesure utile pour assurer la continuité de fourniture.<sup>934</sup>

## **B. Le service public du gaz naturel**

Les États membres ont la possibilité d'imposer aux entreprises de gaz naturel des obligations de service public dans l'intérêt économique général portant sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix des fournitures, la protection de l'environnement.<sup>935</sup>

### **1. Le service public**

Le service public du gaz naturel est organisé par l'État, les communes ou leurs établissements publics de coopération.<sup>936</sup> Cette disposition nous monte l'importance du rôle des collectivités locales dans la distribution publique du gaz naturel.<sup>937</sup>

Les dispositions de service public sont imposées aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et aux exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié ; aux fournisseurs et aux distributeurs ; aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel<sup>938</sup> et l'ensemble de ces sociétés industrielles contribuent à l'approvisionnement en gaz naturel en France.

Les obligations du service public<sup>939</sup> s'appuient sur la sécurité des personnes et des installations en amont du raccordement des consommateurs finals, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services fournis, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz de dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, le maintien d'une fourniture aux personnes en

---

<sup>934</sup> L'article 5 § 2 (2) de la directive 98/30/CE.

<sup>935</sup> L'article 3 (2) de la directive 98/30/CE.

<sup>936</sup> L'article 15 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>937</sup> Comme la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 sur l'électricité, la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 réaffirme.

<sup>938</sup> Régies par le titre V bis du livre Ier du code minier.

<sup>939</sup> L'article 16 de la loi du 3 janvier 2003.

situation de précarité<sup>940</sup>. Il convient de rappeler que la liste complète des obligations de service public ne s'impose pas systématiquement à chaque entreprise gazière. Les obligations qui s'imposaient dépendent en particulier de la position de l'entreprise dans la chaîne gazière.

Les obligations de service public montent des différentes variations selon les différentes catégories d'opérateurs dans des conditions fixées par un décret en Conseil d'État qui détermine également les modalités du contrôle de leur respect. Les obligations de service public qui s'imposent sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel, les cahiers des charges des concessions et les règlements des régies.<sup>941</sup>

## **2. Les mesures : le contrôle et les sanctions**

En ce qui concerne les mesures à prendre afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le ministre chargé de l'énergie arrête et rend public un plan indicatif pluriannuel qui indique l'évolution prévisible de la demande nationale d'approvisionnement en gaz naturel en France et sa répartition géographique et les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement en gaz naturel, qu'il s'agisse des stockages souterrains, des terminaux de gaz naturel liquéfié, des canalisations de transport ou des ouvrages d'interconnexion avec les pays voisins.<sup>942</sup>

En outre, le ministre de l'énergie était autorisé à ordonner les mesures conservatoires strictement nécessaires en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement du pays en gaz naturel, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations de fourniture ou de transport et des concessions de stockage souterrain de gaz naturel<sup>943</sup>.

À cet effet, la loi n° 2003 - 8 prévoit des dispositions sur la régulation et le contrôle des activités du marché gazier en France. Le ministre chargé de l'énergie et le ministre chargé de l'économie étant en charge de la régulation du marché gazier, disposent d'un pouvoir d'enquête. Les conditions de ce contrôle et des sanctions sont prévues dans les articles 33 et 34 de la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

---

<sup>940</sup> Conformément à l'article L. 115 - 3 du code de l'action sociale et des familles.

<sup>941</sup> Mentionnés au deuxième alinéa du II de l'article L. 2224 - 31 du code général des collectivités territoriales.

<sup>942</sup> L'article 18 (1) de la loi n° 2003 - 8.

<sup>943</sup> L'article 18 (2) de la loi n° 2003 - 8.

La procédure d'une telle enquête est réalisées par des fonctionnaires et agent habilité et donnent lieu à un procès verbal<sup>944</sup>. En dehors des cas visés les fonctionnaires et agents habilités ne peuvent procéder aux visites en tous lieux, ainsi qu'à la saisie de pièces et de documents dans le cadre d'enquêtes demandées par les autorités charges de la régulation du marché du gaz.<sup>945</sup>

## **§ 2. L'organisation du marché gazier français**

La loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 contient également les dispositions relatives à l'électricité. Elle complète les dispositions de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et apporte des modifications sur le régime tarifaire applicable aux clients éligibles n'ayant pas fait valoir leur droits, compensation des charges de service public, la production d'électricité y compris l'obligation d'achat, le transport et la distribution d'électricité, la régulation et l'objet d'EDF.<sup>946</sup>

Sous cette section, il importe de concentrer plutôt sur les dispositions relatives au marché gazier en tant que la transparence, la régulation, les règles de la tarification gazière, la séparation comptable des activités gazières et l'échange des informations commerciales, le transport, la distribution et le stockage souterrain dans le marché gazier français.

### **A. Les dispositions sur la structure et le fonctionnement du marché gazier**

#### **1. La transparence et la régulation du secteur du gaz naturel**

Les compétences reconnues à la Commission de régulation de l'électricité dans le secteur de l'électricité par la loi du 10 février 2000 ont été étendue par la nouvelle loi gazière au secteur du gaz naturel et la nomination de la Commission a été modifiée en tant que Commission de régulation de l'énergie. Le choix du nom de la Commission de régulation de l'énergie au lieu de l'« *Autorité de régulation de l'électricité et du gaz* » a été justifié par le Sénat en se fondant sur les élément suivants : la dénomination de la majorité des régulateurs européens comprend une référence à l'« *énergie* », l'acronyme « *CREG* » existait déjà en Belgique et le nom de domaine CREG était déjà attribué sur internet, les régulateurs du gaz et de l'électricité de l'Union européenne adhèrent tous à un conseil européen qui est dénommé

---

<sup>944</sup> L'article 33 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>945</sup> L'article 34 de la loi n° 2000 - 108.

<sup>946</sup> LARÈRE Séverine, Présentation des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 relative à l'électricité, Chronique, CJEG n° 599, juin 2003, p. 323 - 329.

« *Conseil européen des régulateurs de l'énergie* », le nom de la CRE est familier des consommateurs et des acteurs du marché de l'énergie.

D'ailleurs, les nouvelles compétences à propos du marché du gaz naturel ont été ajoutées à la loi du 10 février 2000. La CRE a été dotée du pouvoir de proposition, de décision, de surveillance, de contrôle, d'approbation et de celui de consultatif. Elle pouvait proposer les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de gaz naturel liquéfié. Elle se prononçait sur les litiges sur l'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et les demandes de dérogations temporaires au principe de libre accès réseaux gaziers et contrôlait le fonctionnement du marché gazier et approuvait les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités sur proposition des opérateurs.

En vue de garantir la transparence du marché gazier, supplément à nouvelles compétences de la CRE, la loi n° 2003 - 8 a également apporté des nouvelles dispositions à propos de tarification du gaz naturel, la séparation comptable des activités et l'échange des informations.

#### **a. Les tarifs gaziers**

Avant l'entrée en vigueur de la loi n° 2003 - 8, la réglementation des tarifs gaziers se basait sur le décret n° 90 - 1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de transport ou de distribution<sup>947</sup>, le prix du gaz combustible était déterminé et évolue, en moyenne pondérée, en tenant compte des variations des coûts de construction, d'entretien et de renouvellement des installations en gaz et des coûts d'exploitation des équipements de transport, de distribution et de stockage. En vertu de ce décret, les opérateurs du transport et du distributeur du gaz vendu à partir des réseaux publics sont tenus de déposer auprès du ministre chargé de l'économie leurs barèmes de prix établis conformément aux règles fixes.<sup>948</sup>

En vertu des articles 14 et 16 de la directive 98/30/CE, les États sont libres de choisir les modes d'accès au réseau qui leur apparaissent les plus appropriés entre l'accès négocié et l'accès réglementé. À cette lumière, le législateur français a choisi le régime réglementé de détermination du prix de l'accès aux réseaux de transport. C'est ainsi qu'il encadrerait

---

<sup>947</sup> Le décret n° 90 - 1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de transport ou de distribution a été entièrement abrogé par le décret n° 2009 - 1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

<sup>948</sup> LOMBART Patrice, *Le secteur du gaz entre liberté et contrôle*, la loi du 3 janvier 2003, CJEG n° 598 mai 2003, p. 285.

strictement la liberté de fixer le prix de l'accès au réseau gazier et confère un rôle important à la Commission de régulation de l'énergie en cette matière.

Parmi les mesures d'ouverture prises par les opérateurs français de transport, il existait des principes généraux transitoires mis en place par GDF sur la tarification du gaz naturel. Le prix du raccordement et le tarif d'acheminement s'étaient basés sur l'acheminement au réseau principal, proportionnel à la capacité souscrite aux quantités acheminées et à la distance entre les points d'enlèvement et de livraison avec un plafond et l'acheminement au réseau régionale, proportionnel à la capacité souscrite, à la quantité acheminée et à la distance entre le point de livraison et le réseau de transport principal.<sup>949</sup>

Les principes et les modalités de détermination des tarifs dans le secteur du gaz naturel sont définis par l'article 7 de la loi n° 2003 - 8. Dans son premier paragraphe, il annonce le principe de tarification et la dérogation au principe général de liberté des prix et le rôle des pouvoirs publics en se fondant sur les dispositions du deuxième alinéa de l'article L. 410 - 2 du code de commerce qui s'appliquent aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et des installations de gaz naturel liquéfié ainsi qu'aux tarifs de vente du gaz naturel aux clients non éligibles. C'est ainsi que les services et les biens ne sont pas soumis au régime général de liberté des prix fixé par le premier alinéa de l'article L. 410 - 2 du code de commerce, mais ils relevaient du deuxième alinéa du même article, en vertu duquel « *dans les secteurs où la concurrence par les prix est limitée du fait de situations de monopole ou de difficultés durables d'approvisionnement* » un décret en Conseil d'État peut réglementer les prix, après consultation du Conseil de la concurrence.

Les tarifs étaient arrêtés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La Commission de régulation de l'énergie intervenait dans la procédure de la détermination des tarifs de manière différente selon le tarif concerné pour proposer les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, ceux des réseaux de distribution et ceux des installations de gaz naturel liquéfié et émettre un avis sur les tarifs de vente de gaz naturel aux clients non éligibles. Étant déterminants pour le fonctionnement concurrentiel du marché gazier, les tarifs d'utilisation des ouvrages de transport et de distribution ou des installations de gaz naturel liquéfié, étaient arrêtés par les ministres sur proposition de la Commission. Par contre, les tarifs de vente aux clients non éligibles, sont en revanche, arrêtés par les ministres après avis de la Commission.

---

<sup>949</sup> <http://www.senat.fr/>, consulté le 6 novembre 2013, projet de loi relatif aux marchés énergétiques.

Les critères gouvernant la définition des tarifs de vente du gaz naturel aux clients non éligibles étaient définis en fonction des « *caractéristique intrinsèques des fournitures* » et des « *coûts liés à ces fournitures* ». <sup>950</sup> Ces tarifs couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients éligibles. D'ailleurs ces tarifs sont harmonisés dans les zones de desserte respective des différents distributeurs et uniformes sur le territoire de chacune des autorités organisatrices du service public de l'électricité et du gaz. <sup>951</sup>

Les critères gouvernant la définition des tarifs d'utilisation des ouvrages de transport et de distribution et des installations de gaz naturel liquéfié sont objectifs, publics et non discriminatoires. La loi n° 2003 - 8 tenait compte des caractéristiques du service rendu et des coûts qui contiennent des dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré et la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs dans les conditions prévues par les cahiers des charges des concessions ou les règlements de service des régies.

Les décrets en Conseil d'État pouvaient également prévoir des dérogations aux tarifs d'utilisation des réseaux en raison de modalités particulières d'utilisation des ouvrages ou installations, notamment en cas de transit ou de la nécessité d'investir dans de nouvelles infrastructures de transport ou de distribution lorsqu'il est prévu de nouveaux réseaux de distribution de gaz. Ces dérogations étaient accordées conjointement par les ministères chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie en prenant en compte un plan indicatif pluriannuel. <sup>952</sup>

#### **b. La séparation comptable**

Les règles relatives à la séparation comptable des activités de transport, de distribution, de stockage et de vente de gaz naturel sont fixées par l'article 8 de la loi n° 2003 - 8. Les articles 12 et 13 de la directive 98/30/CE déterminaient que les principes destinés à ce que les entreprises intégrées de gaz naturel tiennent une comptabilité caractérisée par « *un niveau élevé de transparence* » et destinée à « *éviter les discriminations, subventions croisées ou autres distorsions de concurrence* ». <sup>953</sup>

---

<sup>950</sup> Dans le deuxième paragraphe de l'article 7 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>951</sup> L'article 7 § 2 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>952</sup> L'article 7 § 4 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>953</sup> LOMBART Patrice, Le secteur du gaz entre liberté et contrôle, la loi du 3 janvier 2003, CJEG n° 598 mai 2003, p. 292.

La dissociation comptable des activités exercées par les entreprises gazières intégrées était indispensable pour suivre les charges supportées par les opérateurs exploitant les réseaux de transport et de distribution et fournissant les clients non éligibles au titre des activités et pour faire en sorte que les tarifs des prestations correspondantes ne leur permettent pas de subventionner leur activité concurrentielle de fourniture aux clients éligibles.<sup>954</sup> C'est ainsi que cette disposition imposait aux distributeurs exerçant également des activités de transport et de stockage ou une autre activité en dehors du secteur du gaz naturel la tenue de comptabilités séparées au titre des activités de transport, de distribution et de stockage et des autres activités exercées en dehors du secteur du gaz naturel.

Dans ce but, les entreprises de gaz naturel font contrôler et publient leurs comptes annuels conformément aux réglementations nationales applicables aux sociétés à responsabilité limitée et elles tiennent dans leur comptabilité interne des comptes séparés pour leurs activités de transport, distribution, stockage et des comptes consolidés pour leurs activités non liées. En outre, elles analysaient dans cette comptabilité interne un bilan et un compte de résultat pour chaque activité.

En outre, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités étaient proposées par les opérateurs concernés et approuvées par la CRE, après avis du Conseil de la concurrence. La CRE était chargée d'approuver les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités et toute modification des règles, périmètres et principes, et qu'elle veille à ce qu'ils ne donnent lieu à aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence. Il était prévu de transmettre les comptes séparés annuellement à la CRE.

### **c. Les échanges d'informations nécessaires au fonctionnement des réseaux gaziers**

Chaque entreprise de transport, de stockage et/ou de GNL fournit aux autres entreprises de distribution des informations « *suffisantes pour garantir que le transport et le stockage de gaz naturel peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté* ». <sup>955</sup>

Dans ce but, chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié et tout fournisseur les

---

<sup>954</sup> L'article 8 § I (1) de la loi n° 2003 - 8.

<sup>955</sup> L'article 7 (3) de la directive 98/30/CE.

utilisant fournissent aux autres opérateurs de ces ouvrages et installations les informations nécessaires pour garantir le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages.

En outre, il était envisagé de mettre en place un service chargé des relations au sein de chaque opérateur pour l'utilisation des infrastructures. La confidentialité des informations était préservée par ce service spécial pour ne pas porter atteinte à la concurrence loyale. Les entreprises intervenant dans le secteur du gaz naturel de transmettre au ministre de l'énergie des informations relatives à leurs activités, y compris toutes les informations relatives aux investissements effectués en matière de sûreté, nécessaires à l'établissement de statistiques aux fins d'élaboration de la politique énergétique et à l'information des organismes spécialisés dans le cadre des engagements internationaux de la France.

Quant à la collecte de données relatives au fonctionnement des réseaux, les éléments statistiques sur le fonctionnement des réseaux et des installations gazières seraient collectés par l'établissement de statistiques par les services compétents, les personnes physiques ou morales qui produisent, transportent, distribuent, importent, stockent, exportent ou fournissent du gaz. Ces données collectées par le ministre chargé de l'énergie devaient être utilisées pour l'élaboration de la politique énergétique de la France et communiquées à des organismes spécialisés dans le cadre de ses engagements internationaux.

## **2. Le transport et la distribution de gaz naturel**

Conformément au droit de l'accès prévu par la présente loi, les opérateurs de transport et de distribution étaient chargés du rôle de prestataire auprès des fournisseurs, qui consiste à livrer les molécules à une certaine destination au travers de leurs canalisations.<sup>956</sup> Le fonctionnement du mécanisme était basé sur une chaîne des contrats. C'est ainsi que le client passe un contrat d'approvisionnement avec le fournisseur et le fournisseur passe un contrat avec un ou plusieurs opérateurs de transport afin de garantir à ses clients la livraison du gaz.

### **a. Les rôles des opérateurs de transport ou de distribution**

Il est bien évident qu'en pratique le fournisseur et le transporteur sont la même personne morale, mais leurs missions de fournisseur et de transporteur sont économiquement et juridiquement dissociées sous l'application du droit d'accès des tiers à tout ouvrage de transport.

---

<sup>956</sup> Le rapport de l'Assemblée nationale du 26 novembre 2002 fait au nom de la Commission des Affaires Économiques, de l'Environnement et du Territoire sur le projet de loi, adopté par le Sénat après la déclaration d'urgence relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie, par M. François - Michel Gonnot, p. 75.



Dans le but de garantir techniquement l'accès de transport ou de distribution de gaz naturel, le transporteur ou le distributeur met en œuvre les programmes du mouvement de gaz naturel établis par les fournisseurs autorisés, c'est-à-dire non seulement ses propres fournitures, mais aussi de toutes celles qui résultent de l'utilisation par des tiers fournisseurs de l'accès ouvert à son ouvrage de transport.

Trois niveaux de responsabilité technique pour l'opérateur de transport sont envisagés par la loi n° 2003 - 8.<sup>957</sup> Il devra assurer la sécurité et l'efficacité de son réseau à tout instant, l'équilibre des flux de gaz naturel en tenant compte des contraintes techniques pesant sur son réseau. L'opérateur était également chargé de veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et au respect des règles relatives à l'interconnexion des réseaux de transport ou de distribution du gaz naturel.

Dans le but de faciliter l'élaboration du plan indicatif pluriannuel, les opérateurs gaziers devaient également fournir au ministre chargé de l'énergie des informations sur leurs projets d'investissement sur le réseau.

Les transporteurs et les distributeurs du gaz naturel, y compris les exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié devaient négocier librement les contrats de fourniture de gaz naturel et d'électricité nécessaires avec les fournisseurs de leurs choix pour le bon fonctionnement de leurs installations selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparents.<sup>958</sup>

## **b. Les prescriptions techniques de la sécurité**

En matière de raccordement à ses installations, ils devraient élaborer et rendre publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement. Il convient de rappeler ici que les fournisseurs de gaz naturel devraient être obligés de respecter les prescriptions techniques relatives aux installations auxquelles ils se raccordaient.

Un décret en Conseil d'État était prévue pour définir les règles techniques qui s'imposaient aux opérateurs de transport, concernant la conception et l'utilisation des canalisations de transport et de distribution de gaz naturel ainsi que les prescriptions relatives au raccordement des installations des clients et celles relatives aux interconnexions avec

---

<sup>957</sup> L'article 21 (2) de la loi n° 2003 - 8.

<sup>958</sup> L'article 21 (4) de la loi n° 2003 - 8.

d'autres canalisations.<sup>959</sup> Il était également prévu qu'en application des dispositions de sécurité publique et de protection de l'environnement relatives à la construction et à l'exploitation des canalisations de transport ou de distribution de gaz, les analyses, expertises ou contrôles effectués pouvaient être confiés à des organismes de contrôle habilités par le ministre chargé de l'énergie.

## **B. Les procédures de l'autorisation et le stockage gazier**

### **1. L'autorisation pour la construction et l'exploitation des canalisations**

La construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à l'autorisation délivrée après enquête publique par l'autorité administrative compétente. Cette autorisation est délivrée en fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur, de la compatibilité de son projet avec les principes et les missions de service public, de la protection de l'environnement et de la sécurité des canalisations, des réseaux ou installations qui leur étaient raccordés. Les conditions d'attribution ou de refus de l'autorisation étaient déterminées par un décret en Conseil d'État.

L'autorisation de la construction et de l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel est incessible et nominative et ne peut être conférée à un autre exploitant que par décision du ministre chargé de l'énergie. Les missions du titulaire de l'autorisation devaient être indiquées par celle-ci et son cahier des charges. Cette autorisation permet à son titulaire d'occuper le domaine public pour ses travaux d'installation des ouvrages de transport de gaz naturel ayant le caractère de travaux publics.

### **2. Le stockage souterrain**

En insérant dans le code minier<sup>960</sup>, la loi n° 2003 - 8 a unifié le triple régime juridique des stockages souterrains, selon qu'il concerne du gaz naturel, des hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de produits chimiques à destination industrielle. L'unification et la codification des textes relatifs au stockage était intitulé « *stockage souterrain* ».

Les trois types de stockages concernés étaient régis par l'ordonnance n° 58 - 1132 du 25 novembre 1958, relative au stockage souterrain de gaz, l'ordonnance n° 58 - 1332 du 23

---

<sup>959</sup> L'article 22 de la loi n° 2003 - 8.

<sup>960</sup> La raison d'introduire les dispositions unifiées sur le stockage dans le code minier peut se traduire par les faits suivants: Les stockages souterrains présentent de nombreuses similitudes avec les mines dans les deux cas, l'exploitation est conditionnée par une bonne intégration dans l'environnement géologique, les sites de stockages comme les gisements de mines constituent des ressources rares, dont la gestion relève de la collectivité nationale, les compétences techniques mobilisées sont de même nature dans les deux domaines.

décembre 1958, relative au stockage souterrain d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés, la loi n° 70 - 1324 du 31 décembre 1970, relative au stockage souterrain des produits chimiques de base à destination industrielle.

### **a. Le régime des stockages souterrains**

Des nouvelles dispositions sur le stockage souterrain ont été ajoutées dans le code minier.<sup>961</sup> Le premier paragraphe de cet article a ajouté l'article 3 - 1 au code minier qui disposait que pour « *la recherche et l'utilisation de cavités souterraines naturelles ou artificielles ou de formations souterraines naturelles présentant les qualités requises pour constituer des réservoirs étanches ou susceptibles d'être rendus tels, en vue du stockage de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés ou de produits chimiques à destination industrielle* ».

L'article 104 « *l'assimilation des stockages aux mines* » du code minier a pour but de créer un nouveau régime juridique pour les stockages souterrains pour l'octroi d'une concession, la fixation d'une périmètre, l'autorisation des travaux de recherche ou l'autorisation des travaux d'exploitation via assimilation au régime juridique des mines.

À propos de recherche des stockages souterrains, l'article 104 - 1 du code minier prévoit que les travaux de recherche de mine et - donc par assimilation de stockage souterrain - ne peuvent être entrepris que par le propriétaire de la surface ou avec son consentement, ou à défaut d'un tel consentement, après autorisation du ministre chargé des mines ou enfin en vertu d'un permis exclusif de recherche. Le permis exclusif de recherche « *confère à son titulaire l'exclusivité du droit d'effectuer tous travaux de recherches dans le périmètre dudit permis et de disposer librement des produits extraits à l'occasion des recherches et des essais qu'elles peuvent comporter* ».

Quant au régime d'octroi des concessions qui se caractérise par un principe général de mise en concurrence, l'article 25 du code minier prévoit que les concessions de mine sont accordées par décret en Conseil d'État, après enquête publique et mise en concurrence. En exception au principe de mise en concurrence, le premier alinéa de l'article 104 - 2 indique que les concessions de mine - donc par assimilation des stockages souterrains - peuvent être attribuées sans appel à la concurrence au titulaire d'une concession antérieure de stockage souterrain ou d'une concession de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, lorsque les

---

<sup>961</sup> L'article 28 de la loi n° 2003 - 8.

formations géologiques faisant l'objet de la demande sont incluses dans les périmètres déjà autorisés. Le même article prévoit également que lors qu'il s'agit d'étendre la concession à d'autres formations géologiques à l'intérieur du même périmètre, une exception au principe de mise en concurrence pour le titulaire d'une concession antérieure de stockage souterrain ou d'une concession de mines hydrocarbures liquides ou gazeux.

Quant au régime d'exploitation des stockages souterrains, les titulaires d'autorisation de stockage souterrain de gaz naturel ont assuré leur exploitation de manière compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

## **b. Le rôle des stockages souterrains**

Les conditions dans lesquelles l'exploitation des stockages participe au fonctionnement du marché du gaz naturel étaient indiquées que l'exploitation des stockages ne peut s'envisager que de manière coordonnée avec l'exploitation des réseaux. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le lien entre les stockages et les réseaux doit être sûr et efficace et les stockages souterrains doivent fonctionner loin aucune risques, ni perturbations.<sup>962</sup> En outre, les usages des stockages souterrains doivent assurer l'équilibre des réseaux de gaz naturel qui leur sont raccordés, satisfaire aux obligations de service public instituées dans la présente loi pour garantir la continuité de fourniture.

---

<sup>962</sup> L'article 30 de la loi n° 2003 - 8.

### CHAPITRE III

## LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE 98/30/CE EN DROIT TURC : LA LOI N° 4646 CONCERNANT LE MARCHÉ GAZIER TURC

Dans le cadre de sa candidature à l'UE et à l'Union douanière, la Turquie était chargée d'entrée une série de lois. Dans le chapitre énergie du program national de la Turquie rédigé par l'UE, il était prévu de diminuer le rôle de l'État sur le marché énergétique. La directive 98/30/CE était une grande étape vers la réorganisation du marché gazier en assurant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité industrielle. En tant que l'État membre à l'UE, dans le cadre des obligations de l'*acquis communautaire*, la Turquie a également fait des efforts nécessaires pour transposer les dispositions de la premier directive gazière européenne en droit national et entré en vigueur la loi n° 4646 du 18 avril 2001 du concernant le marché gazier turc qui a pour but d'harmoniser la législation turque avec les directives du marché énergétique européen.<sup>963</sup>

Au début des années 2000, il existait trois principales préoccupations à propos du marché gazier turc : la libéralisation et l'ouverture du marché aux acteurs privés en diminuant le monopole de BOTAŞ, l'alignement avec les politiques énergétiques de l'Union européenne<sup>964</sup>, la réduction des contrats à long term et le renforcement du rôle de la Turquie en tant qu'un pont d'énergie entre Europe et Moyen Orient et la région Caspien.<sup>965</sup>

À cette fin, à la lumière du rapport de l'avancement des négociations de la candidature de la Turquie à l'UE et de la première directive gazière européenne, la Turquie a démarré les travaux parlementaires pour la rédaction de la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc.<sup>966</sup> En vertu du premier article du rapport d'avancement de la candidature de la Turquie, le but de la loi n° 4646 était déterminé de mettre fin à la structure monopole du marché gazier turc et le rendre plus transparent et plus compétitif, et de créer un marché concurrentiel, d'une manière

---

<sup>963</sup> ÖNER Başak, "Les Politiques Énergétiques de l'Union Européenne, Le Complètement du Marché Intérieur, Le Troisième Paquet Énergétique", ("Avrupa Birliği Enerji Politikaları, İç Pazarın Tamamlanması, Üçüncü Enerji Paketi"), ICCI, 2008, Le Livre des Communiqués (Bildiriler Kitabı), 14. Uluslararası Enerji ve Çevre Teknoloji Sistemleri Fuar ve Konferansı, s. 47.

SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 21.

<sup>965</sup> AKCOLLU F. Yeşim, "Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market", Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 8.

<sup>966</sup> In 2001, the Turkish government embarked upon an ambitious gas liberalization program, but so far progress has been slow. The impetus for the program was a determined attempt to adapt Turkish law in the energy sector to the legal framework that was being developed in the European Union, in order to help the progress of Turkey's EU membership negotiations.

financière plus fort, stable et transparent, et qui pourrait fournir à ses clients un service continu, abordable et de bonne qualité.

En plus, la loi concernant le marché gazier était une des lois que la Turquie devrait adopter en tant qu'une condition du contrat de stand by de trois ans conclu avec FMI. Depuis la mise en œuvre le 2 mai 2001 de la loi n° 4646 concernant le marché du gaz, l'organisation du secteur a été profondément modifiée, même si les réformes n'ont pas encore totalement atteint leurs objectifs.<sup>967</sup>

Organisé par le législateur turc le régulateur du marché énergétique turc, EPDK, a été chargé des missions de libéraliser et privatiser le marché gazier turc et doté des pouvoirs de faire des législations secondaires et surveiller à leurs applications.<sup>968</sup> C'est ainsi que par la mise en œuvre de la loi n° 4646, la Turquie a satisfait un des critères devant sa candidature à l'UE. Un des objectifs de la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc était de permettre à l'intégration de la Turquie aux marchés gaziers internationaux. Elle avait pour but d'attirer les investisseurs privés, de sorte que les ressources publiques ne pouvaient plus répondre à la demande augmentée du secteur gazier. Suite à l'entrée en vigueur de la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc ayant pour objet de libéraliser et ouvrir le marché gazier au concurrence, le marché gazier turc serait quitté le model public vertical intégré et focaliserait au model du marché libéral.<sup>969</sup>

La loi n° 4646 vise à construire la concurrence dans le marché gazier turc qui avait, dès le début de son organisation, un caractère de monopole naturel et à permettre de consolider l'efficacité du marché gazier turc et ses activités de transport et de distribution. En facilitant les conditions d'accès des tiers aux réseaux en ce qui concerne les activités de distribution et de transport, la loi n° 4646 a également vocation de créer la concurrence parmi les entités ayant la majorité du marché gazier turc, et d'empêcher les comportements exploités dans le marché gazier par le biais de la régulation financière.

Comme précisé par Prof. İzak Asayak, le principale problème devant la libéralisation du marché gazier turc, c'est de ne pas pouvoir attirer les investisseurs privés au secteur gazier. C'est la raison pour laquelle, la structure du marché gazier était monopole, se fonctionnait d'une manière inefficace et imposait les prix marginaux pour ses consommateurs.

---

<sup>967</sup> [http://www.tresor.economie.gouv.fr/7617\\_le-gaz-naturel-en-turquie](http://www.tresor.economie.gouv.fr/7617_le-gaz-naturel-en-turquie) (consulté le 11 novembre 2014).

<sup>968</sup> ASLAN Yılmaz, p. 160.

<sup>969</sup> AKCOLLU F. Yeşim, "Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market", Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 33.

Depuis des années, les activités de distribution, de transport, de stockage du gaz naturel en Turquie étaient sous le monopole de BOTAŞ et les investisseurs privés ont pu entrer au marché gazier dans les années 1990.<sup>970</sup> La loi n° 4646 a mis fin aux droits de monopole de BOTAŞ dans le marché gazier et organisé un système de licence pour chaque activité gazier. Les réseaux de distribution du gaz naturel sont restés à la propriété de BOTAŞ, mais par contre les entreprises privées ont obtenu le droit d'avoir leurs propres réseaux de distribution à conditions qu'ils construisent les nouveaux réseaux de façon à interconnecter à ceux de BOTAŞ. C'est ainsi que le marché gazier serait ouvert aux nouveaux investisseurs et la structure du marché gazier turc serait plus libérale.

EPDK a publié des législations secondaires qui étaient nécessaires pour contribuer à la mise en place des dispositions de la loi n° 4646. Sous ce chapitre, en parallèle aux développements du marché gazier européen à la suite de l'entrée en vigueur de la première directive gazière européenne, il convient d'évoquer les développements du marché gazier turc en analysant les dispositions apportées par la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc en 2001.

---

<sup>970</sup> Ankara abolished BOTAŞ's monopoly over gas imports and wholesaling and transferred a small percentage of its import contracts to new importers, though new firms still face significant practical and legal obstacles to expanding their operations.

## SECTION 1.

### LES LIGNES DIRECTRICES DE LA LOI N° 4646

Le premier article de la loi n° 4646 prévoit l'objectif essentiel de cette loi « *en le libéralisant, de construire un marché gazier transparent, stable, économiquement fort, et de servir aux consommateurs d'une manière continue, à prix abordable, de bonne qualité et dans le cadre des principes basés sur la concurrence en respectant à l'environnement* ». C'est ainsi que la loi n° 4646 a prévu de transposer les principales objectifs de la directive 98/30/CE en droit national en harmonisant la structure du marché gazier turc selon les obligations prévues par les politiques énergétiques européennes pour libéraliser le marché gazier turc et de créer un régulateur administratif indépendant.

Les principales buts déterminés étaient de transmettre les contrats d'importation de BOTAS au secteur privé selon un calendrier déterminé, de diviser BOTAS en trois parties et le privatiser, de fournir l'accès aux réseaux des entreprises concurrentielles, le régime de séparation juridique et de comptabilité, de limiter le marge des clients éligibles avec le temps et enfin les supprimer complètement, de limiter le taux de marché des certaines entreprises ayant des activités diverses dans le marché gazier, de libéraliser l'importation du gaz naturel et l'organisation du régime de la régulation indépendante du marché gazier.

Ayant but d'entrer d'autres nouvelles entreprises gazières au marché gazier turc et de créer une ambiance de concurrence, la loi n° 4646 a abrogé la décision n° 397 du 9 février 1990 pour mettre un terme au monopole légal de BOTAS qui lui donnait les droits d'importer le gaz et d'en transporter librement.

#### **§ 1. Les activités du marché gazier turc**

Les activités du marché gazier turc sont énumérées dans l'article 4 de la loi n° 4646 en tant qu'importation, transport, stockage, vente en gros, exportation, distribution. Toutes ces activités servent également à la détermination du marché du produit concerné dans les décisions de l'Institution de la Concurrence.

La production du gaz naturel n'a pas été considérée en tant qu'une activité du marché gazier dans l'article 4 (b) (7) de la loi n° 4646, et les activités de production et de recherche du gaz naturel sont élaborées dans le cadre de la loi n° 6326 du 16 mars 1954 concernant le



marché pétrolier. À condition que les entreprises de production du gaz naturel obtiennent la licence de vente en gros peuvent vendre le gaz naturel qu'ils produisent, aux entreprises de vente en gros, d'importation, de distribution ou aux consommateurs éligibles. C'est ainsi qu'à condition que le taux de vente du gaz naturel par les entreprises de production n'accèdent pas 20 % de l'estimation du montant de la consommation nationale du gaz naturel de l'année en cours à déterminer par EPDK, et qu'elles obtiennent la licence d'importation de la part e la Direction Générale des Affaires Pétrolières, elles peuvent vendre le gaz naturel directement aux consommateurs éligibles, et le reste du gaz naturel peut être offert aux entreprises d'importation, de distribution ou de vente en gros.

À part de l'activité de production, il convient d'évoquer d'autres activités du marché gazier traitées par la loi n° 4646 : les activités principales en tant que l'importation, le transport et la distribution du gaz naturel et les activités secondaires en tant que le stockage du gaz naturel et la vente en gros.

## **A. Les activités principales du marché gazier turc**

### **1. L'importation du gaz naturel**

Les acteurs du marché gazier ne peuvent importer le gaz naturel que par le biais de la licence d'importation délivrée par EPDK. En vertu de l'article 4 (b) de la loi n° 4646, les conditions pour obtenir la licence d'importation du gaz naturel ont été déterminées d'une manière détaillée. Selon cet article, l'entreprise demandeur doit avoir le pouvoir économique et technique pour pouvoir importer le gaz naturel, elle doit fournir les informations et garanties précises sur les ressources et les réserves du gaz naturel à importer, les facilités de production et les systèmes de transport, elles doivent prendre des engagements et garanties déterminés par EDPK des personnes morales à charge de l'activité du stockage du gaz naturel pour que ces dernières aient la possibilité de stocker 10 % du gaz naturel à importer par an en cinq ans dans les territoires nationales.<sup>971</sup>

En outre, les entreprises d'importation du gaz naturel doivent avoir la capacité de contribuer au développement et à la sécurité des systèmes nationaux de transport du gaz

---

<sup>971</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 30.

naturel, et elles doivent supporter financièrement aux investissements des personnes morales qui pourront développer les systèmes de transport.

En ce qui concerne l'obligation de stockage de gaz naturel, une durée supplémentaire peut être donnée en cas d'insuffisance de capacité de stockage du gaz naturel. Dans ce cadre, en cas d'insuffisance de la capacité de stockage du gaz naturel et de vente aux entreprises de transport de gaz naturel, les entreprises d'importation du gaz naturel sont attribuées d'une durée de cinq ans à partir de la date de la délivrance de licence pour qu'elles puissent prendre des mesures nécessaires de stockage du gaz naturel. Pendant ce délai, si la capacité de stockage de gaz naturel dans le pays n'aborde pas à un niveau suffisant, EPDK peut décider de prolonger le délai jusqu'à deux ans.

Dans l'hypothèse où la capacité de stockage de gaz naturel est insuffisante et les entreprises d'importation vendent le gaz naturel directement aux consommateurs éligibles, EPDK attribue une durée de cinq ans à partir de la date de délivrance de licence d'importation pour qu'elles puissent prendre des mesures nécessaires de stockages, et ce délai peut être prolongé par EPDK en cas d'insuffisance de capacité de stockage du gaz naturel dans le pays.

Si nous prenons en considération de la capacité de stockage du gaz naturel en Turquie, il semble raisonnable de dépasser le champ d'application de la loi n° 4646 pour pouvoir donner plus de flexibilité aux entreprises d'importation du gaz naturel.

Aux termes de l'article 4 (b) de la loi n° 4646, le montant annuel du gaz naturel importé par une entreprise d'importation ne pouvait pas dépasser 20 % de l'estimation du montant de la consommation nationale du gaz naturel de l'année en cours. Le problème essentiel de cette disposition visant à créer la concurrence dans le marché gazier turc en permettant d'entrer au moins cinq entreprises, au lieu du critère de contrôle dans les limitations de la structure du marché gazier, elle prend en considération la personnalité morale. Ainsi, elle ne prévoit aucune précaution pour l'hypothèse où la concurrence serait supprimée par le fait que toutes les entreprises sont contrôlées par la même personne.

L'article temporaire 2 de la loi n° 4646, aucune entreprise d'importation de gaz naturel ne peut conclure de nouveaux contrats d'achat du gaz naturel avec les pays exportateurs du gaz naturel jusqu'à la fin de la durée de leurs contrats conclus avec BOTAŞ. Le même article prévoit une exception à la règle de principe. C'est ainsi qu'il est possible de conclure des nouveaux contrats avec les pays exportateurs du gaz naturel dans le cas où il existerait un

manque d'approvisionnement déterminé par EPDK dans le territoire turc ou le contrat aurait pour but d'exporter le gaz naturel. Il paraît assez difficile d'appliquer cette disposition d'exception du fait que soit les contrats d'achat de gaz naturel pour une durée à long term, soit ils ont, en général, des dispositions de « *take-or-pay* ».

## **2. Le transport du gaz naturel**

Il est prévu par la loi n° 4646 que les activités de transport du gaz naturel peuvent fonctionner par plusieurs entreprises à condition qu'elles obtiennent les licences de transport du gaz naturel par EPDK. Bien que la loi n° 4646 donne au secteur privé l'opportunité d'être titulaire des droits de transport du gaz naturel, BOTASŞ garde les privilèges de monopole sur les droits de transport du gaz naturel sur les réseaux en construction ou à planifier. L'article 4 (c) 9 de la loi n° 4646 prévoit que les réseaux nationaux qui sont déjà existants, en construction ou planifiés appartiennent à BOTASŞ.<sup>972</sup>

Les nouveaux réseaux de transport à construire par les entreprises de transport de façon à connecter aux réseaux qui sont déjà existants, peuvent être exploités par les entreprises investisseurs de transport qui seront également propriétaires de ces nouveaux réseaux.

Selon la loi n° 4646 les entreprises de transport peuvent conclure des contrats de transport de gaz naturel avec les entreprises d'importateurs, de vente en gros, de production, d'exportateur et des contrats de livraison avec les entreprises de production, de stockage et d'autres entreprises de transport et des consommateurs éligibles.

Dans le cadre des mesures déterminées par EPDK et si les réseaux sont appropriés, les entreprises de transport doivent connecter les utilisateurs qui veulent connecter au réseau, au réseau le plus approprié dans un délai de douze mois. Par cette obligation, les entreprises de transport sont obligées de permettre les tiers l'accès au réseau. Dans le cas de refus de demande de connexion au réseau, l'utilisateur peut informer EPDK de cette situation. Si EPDK constate qu'il existe des dérogations du règlement concernant le fonctionnement de réseau, l'entreprise de transport est chargée de connecter l'utilisateur au réseau en fonction de la décision prise par EPDK.<sup>973</sup>

---

<sup>972</sup> AKCOLLU F. Yeşim, "Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market", Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 20.

<sup>973</sup> L'article 21 et 33 du Règlement du licence du gaz naturel.

En prenant en considération du principe de non-discrimination parmi les utilisateurs situés dans la même situation, l'article 6 (b) (2) de la loi n° 4646, l'accès au réseau et la possibilité d'utiliser le réseau parmi des utilisateurs de système ayant la même capacité doivent être assurés dans les mêmes conditions pour toutes les personnes juridiques et morales titulaires des licences de transport ou de distribution.<sup>974</sup>

### **3. La distribution du gaz naturel**

La distribution du gaz naturel est une activité du marché gazier ayant pour but de délivrer ou vendre en détail le gaz naturel aux consommateurs par les réseaux locaux. La durée de licence est décidée par EPDK en fonction du niveau de développement de la ville, la capacité de consommation et le nombre des consommateurs.<sup>975</sup>

Les ventes par les entreprises de transport aux consommateurs éligibles et non-éligibles ne sont pas considérées en tant que vente en détail. Sauf les entreprises de transport avant l'entrée en vigueur de la loi n° 4646, l'activité de transport du gaz naturel dans la ville, peut dirigée par les entreprises qui gagnent les appels d'offre organisés par EPDK. Les appels d'offres à organiser par les zones de distribution devront être publiés au Journal officiel. EPDK doit sélectionner les entreprises candidates qui proposent les prix les plus pas dans le deuxième ou troisième rang.

En ce qui concerne les appels d'offre de la zone de distribution, le principal approach est de pouvoir identifier les entreprises qui peuvent servir aux clients dans les meilleures conditions à la suite des appels d'offre. Les entreprises de distribution dans la ville ayant obtenu la licence de distribution d'EPDK doivent inviter la municipalité ou l'entreprise de la municipalité à être actionnaire à 10 % de l'entreprise de distribution sans aucune condition de mettre capital. Afin d'assurer la surveillance des municipalités le bon fonctionnement de l'activité de transport du gaz naturel, la loi permet d'augmenter le taux de capital maximum 10 % sous la condition de payer le prix.

Le fait d'attribuer les privilèges de la zone de distribution à plusieurs personnes juridiques et morales a un effet positif pour encourager l'accès de plus des acteurs au marché gazier et diminuer les risques économiques.

---

<sup>974</sup> L'article 5 du Règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel.

<sup>975</sup> AKCOLLU F. Yeşim, "Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market", Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 16.

En vertu de l'article 11 de la loi n° 4646, l'activité de transport en détail est régulée par EPDK. L'article 14 du Règlement des tarifs du marché gazier naturel publié au Journal officiel n° 24888 du 26 septembre 2002, apporte une limite de prix plafond déterminé par EPDK pour les prix de vente à appliquer aux consommateurs éligibles. EPDK détermine le prix plafond en ajoutant les prix de transport à l'indice des prix ÜFE au prix d'achat de gaz naturel. Ce prix de transport est égal à la limite plafonde du prix applicable aux services des entreprises de vente en gros appliqué par les entreprises de transport.

La condition nécessaire pour assurer la concurrence dans le marché de vente en gros par les entreprises de distribution du gaz naturel, est de diversifier le prix de transport des taux de bénéfices obtenus des ventes aux clients éligibles. Dans ce cas, les entreprises de distribution peuvent demander les bénéfices plus élevés des ventes aux clients éligibles, donc les entreprises de vente en gros étant concurrents aux clients éligibles pourraient empêcher l'accès aux réseaux.

Selon l'article 4 (g) de la loi n° 4646, le titulaire de la licence de distribution a le droit de demander EPDK le renouvellement de sa licence de distribution concernée un avant de l'expiration de la durée de licence. Dans un tel cas, EPDK peut attribuer une deuxième licence après avoir analysé la capacité économique et technique, la qualité de service et la satisfaction des abonnements de l'entreprise de distribution de gaz naturel en question. Dans l'hypothèse où EPDK n'étend pas la durée de licence de distribution, il peut ouvrir un nouvel appel d'offres, et peut délivrer la licence de distribution à une personne morale qui propose le prix le plus approprié pour l'exploitation et la propriété des réseaux existants.

La loi n° 4646 reste incertaine en matière d'approvisionnement de gaz naturel des entreprises de transport. L'article 7 (d) de la loi n° 4646 prévoit que pour créer la concurrence dans le marché gazier et éviter des risques potentielles des entreprises de transport, ces dernières peuvent acheter d'une personne morale au maximum 50 % du gaz naturel à distribuer pendant un an, en outre, en préannant en considération de la création d'un environnement concurrentiel EPDK peut augmenter ou diminuer ce taux .

À ce point, le problème principale est le fait que BOTAŞ gardera presque la totalité du marché de vente en total encore pour une durée et que la quasi-totalité des entreprises de distribution du gaz naturel devront être fournir du gaz naturel du part de BOTAŞ. Il existerait une possibilité qu'une personne juridique pourrait vendre plus du gaz naturel que le taux prévu par le biais de plusieurs personnes morales.

En vertu de l'article 11 de la loi n° 4646, les entreprises de distribution de gaz naturel sont chargées de justifier le fait qu'elles sont fournies des ressources de gaz naturel les plus bon marché.

## **B. Les activités secondaires du marché gazier turc**

### **1. Le stockage du gaz naturel**

BOTAŞ a conclu un accord de services de production et de stockage souterrain du gaz naturel avec TPAO en 1999. Selon cet accord, BOTAŞ vise à utiliser deux zones de gaz naturel de TPAO de capacité de 1.6 milliard m<sup>3</sup> du gaz naturel par an se trouvant au nord de la mer Marmara<sup>976</sup> en tant que les facilités de stockage de gaz naturel.

Les entreprises demandeurs de licence de stockage de gaz naturel doivent accomplir une série de conditions. La première condition est d'avoir la capacité technique et économique à pouvoir stocker le gaz naturel.<sup>977</sup> Les entreprises doivent également engager et diriger les zones de stockage pour que le système se fonctionne d'une manière stable et sûre et servir aux clients d'une manière non-discriminatoire, égale et partielle.

En vertu de l'article 4 (d) (2) de la loi n° 4646, selon la loi n° 6326, tout d'abord les entreprises ayant la licence d'exploitation doivent prendre l'approbation de la Direction Générale des Affaires Pétrolières pour pouvoir utiliser le palier à gaz naturel souterrain où elles produisent le gaz naturel en tant que le stockage du gaz naturel. Par la suite, les entreprises doivent s'adresser à EPDK et ce dernier va convertir une partie de la licence d'exploitation en tant que la licence de stockage du gaz naturel. Si l'entreprise de production obtient une licence de stockage du gaz naturel, dans ce cas elle doit diriger les activités de stockage sous une comptable séparée d'autres activités.

Selon la loi n° 4646, dans le cas où les demandes des entreprises à l'entreprise de stockage ont été refusées, et l'utilisateur du système a informé EPDK de cette situation, EPDK fait des analyses et contrôles nécessaires sur place. À la fin de son analyse, si EPDK constate que l'entreprise de stockage déroge les conditions et principes de licence, elle pourrait être obligée de donner le service demandé.<sup>978</sup>

---

<sup>976</sup> Kuzey Marmara et Değirmenköy.

<sup>977</sup> En ce qui concerne les critères techniques et économiques, EPDK n'a publié aucune législation secondaire.

<sup>978</sup> En vertu de l'article 23 du règlement de licence, l'utilisateur qui demande d'accès au réseau, en cas de manque de capacité à fournir, si l'augmentation de la capacité est possible, sa demande d'accès ne pourrait pas être refusée à condition qu'elle payera des charges nécessaires.

Les demandes de l'entreprise de stockage pour prendre le service de stockage devront être répondues en 30 jours par l'entreprise de stockage. En cas de refus de demande de stockage, les motifs de refus sont informés au demandeur.

Les facilités de stockage du gaz naturel en utilisation et en planification, y compris les termes de LNG d'Ege Gaz qui est utilisé en tant que stockage de gaz naturel, sont sous la propriété et/ou exploitation de BOTAS. C'est la raison pour laquelle BOTAS était dans une situation monopole en contrôlant la quasi-totalité du marché gazier turc et en étant le monopole *de fait* des activités de transport et de stockage. En plus, à cause des limitations à court et long term, les entreprises concurrentes à BOTAS ne peuvent pas fournir le gaz naturel et les transferts des contrats de BOTAS imposés par la loi n° 4646 ne pourraient pas être réalisées dans le rythme prévu.

## **2. La vente en gros du gaz naturel**

La vente en gros du gaz naturel se définit par la loi n° 4646 en tant que la vente du gaz naturel aux entreprises de distribution et aux consommateurs éligibles. Selon l'article 4 (e) de la loi n° 4646, pour obtenir la licence les personnes morales qui veulent faire des activités de vente en gros, doivent justifier où ils vont être fournis le gaz naturel, sous quelles conditions elles vont réaliser la vente en gros du gaz naturel, avoir la capacité technique et économique pour ce faire, et le système de sécurité pour le bon fonctionnement des activités et la capacité de stockage nécessaire.

Afin de satisfaire la consommation saisonnière du gaz naturel des consommateurs, les personnes morales qui vendent le gaz naturel aux entreprises de distribution, dans le délai prévu par EPDK, devront faire un plan d'approvisionnement nécessaire, prendre des précautions nécessaires de stockage, informer EPDK des contrats de bail à conclure avec les entreprises de stockage. Pour prendre des mesures nécessaires de stockage du gaz naturel, les entreprises ont une durée de cinq ans. Cette durée peut être prolongée de deux ans à la suite d'EPDK dans le cas où les installations de stockage dans le pays n'abordent pas au niveau exigé. Dans ce cadre, les entreprises de vente en gros qui ont obtenu les premières licences en 2003, devront éclairer leurs situations jusqu'à 2010.

Les personnes morales vendant le gaz naturel en gros aux consommateurs éligibles, sont obligées de fournir l'accès du gaz naturel dans les limites flexibles par heure, journalières

et saisonnières. Les vendeurs en gros devront prendre des mesures de stockage nécessaires pour une durée de cinq ans à partir de la date de délivrance des licences de vente en gros.

Dans l'hypothèse où il y aurait une insuffisance de stockage du gaz naturel et un problème de l'approvisionnement en gaz naturel, ce sont l'industrie et la production d'électricité qui seront plus influencées. En prenant en considération le fait que 50 % des centrales électriques se fonctionnent par le gaz naturel, le choix économique fait par le législateur pourrait créer des effets assez négatifs sur l'économie nationale en Turquie.

En vertu de l'article 4 (5) de la loi n° 4646, l'entreprise de vente en gros peut conclure des contrats de vente avec les entreprises d'importation ou d'exportation ou les clients éligibles ou des entreprises de distribution. Selon la même disposition, les prix de vente en gros peuvent librement être déterminés par les parties du contrat.<sup>979</sup>

## **§ 2. Les licences et les certificats**

L'article 6 de la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc prévoit en détail les principes essentiels et minimums où les licences et les certificats du marché gazier doivent être soumis.

### **A. Les principes essentiels des licences et des certificats**

Avant de commencer à exercer des activités du marché gazier, les personnes morales doivent obtenir la licence pour chaque activité à exercer. Si elles vont exercer ces activités dans plusieurs installations, ils doivent obtenir des licences séparés pour chaque installation. Une seule personne morale qui ont plusieurs licences, ou exerce la même activité dans les différentes installations, elles doivent enregistrer les comptabilités de chaque activité, ou installation d'une manière séparée.

Les procédures et principes d'application pour les licences et certificats, les droits et les obligations des personnes morales étant titulaires des licences et certificats, le transfert des droits de ce qui est titulaire des licences, la modification des licences, les délais, l'extension des délais et les cas d'abondance des licences par leurs titulaires, les prix des licences et certificats qui seront déterminés en fonction de la capacité du gaz naturel distribué, transporté ou stocké, sont régulés par le biais des règlements.

---

<sup>979</sup> Jusqu'en 2007, les tarifs de vente en gros de BOTAS ont été déterminés par EPDK.



Les licences et les certificats peuvent être délivrés au minimum pour un période de dix ans, ou au maximum pour un période de trente ans. Les personnes morales sont obligées de payer à l'EPDK des prix de délivrance, renouvellement, modification des licences et des certificats. Les dispositions minimales et les conditions de l'expiration des licences et des certificats à délivrer par EPDK sont énumérées dans l'article 6 de la loi n° 4646.

## **1. Les dispositions minimales des licences et des certificats**

Les licences et certificats doivent contenir les dispositions déterminant les activités à exercer, les catégories et les groupes auxquels le service sera servi dans le cadre des licences et certificats, et celles concernant les droits d'accès au système et et son utilisation d'une manière égales parmi les utilisateurs ayant la même capacité.

En ce qui concerne les prix des activités, les licences consistent des dispositions sur les formules et les méthodes concernant l'ajustement des prix contre l'inflation et les principes de l'établissement des prix à appliquer dans la vente du gaz naturel aux abonnés en prenant considération des conditions du marché. Les licences et les certificats contiennent également des dispositions qui vont servir à ce qui ont des licences et des certificats, à informer d'une manière la plus adéquate et complète à EPDK et à justifier le fait qu'ils ont fait des achats les plus économiques.

En vertu du règlement, les licences incluent des dispositions sur les précautions à appliquer pour diminuer les pertes de gestion et le reflet des coûts des services, et puis pour la révocation, l'expiration, la modification des licences. Les titulaires des licences et des certificats doivent respecter tous les instructions données par EPDK, mais certains types d'activités ne nécessitent pas de permit d'EPDK. Donc, les licences et certificats expliquent clairement ce type d'activités. Les licences et certificats citent les conflits à régler par EPDK.

## **2. Les conditions de l'expiration des licences et des certificats**

Selon les méthodes précisés dans les licences et les certificats, les licences et les certificats prennent fin à la date de la fin du délai de la validité si ce délai n'a pas été étendu, ou spontanément dans le cas de faillite des personnes physiques ou morales étant titulaire des licences ou certificats, et avec l'approbation d'EPDK dans le cas où les titulaires abandonnent leur licences ou certificats.

## **SECTION 2.**

### **LES AUTRES DISPOSITIONS DE LA LOI N° 4646**

#### **§ 1. La protection de la concurrence dans le marché gazier**

L'article 7 de la loi n° 4646 prévoit des dispositions sur la protection de la concurrence dans le marché gazier en Turquie. Pour ce faire, la première condition de créer et développer la concurrence est d'informer au tiers et de séparer les comptes des différentes activités.

## **A. La création de la concurrence et les clients éligibles**

Dans le marché gazier turc les principaux problèmes devant la création de la concurrence sont les obstacles créés par les contrats à très long term, l'interdiction de la revente et de l'exportation, l'interdiction de la vente hors les lieux de la délivrance, l'indexe des prix au prix de pétrol, la prise de pouvoir des générateurs du gaz naturel dans les activités de transport, de distribution et de la vente en détail, les critères et conditions d'accès aux pipelines qui ne sont pas objectives et non-discriminatoires, et les limites des clients éligibles et les impossibilités d'accès aux réservoirs du gaz naturel.

La loi n° 4646 a apporté des dispositions afin de protéger et développer la concurrence dans le marché gazier. EPDK et l'Autorité de la Concurrence sont chargée d'appliquer ces dispositions pour créer la concurrence stable et protéger les consommateurs du marché gazier.

En vertu de l'article 7 de la loi n° 4646, la loi sur la protection de la concurrence n° 4054 du 7 décembre 1994 sera également appliquée dans le marché gazier pour libéraliser la concurrence, empêcher l'abus de la position monopole, contrôler les acquisitions et fusions des acteurs du marché gazier turc. Sauf les entreprises de production en Turquie, aucune entreprise ne peut vendre plus de 20 % de la consommation national de l'année en cours déterminée par l'Autorité de la concurrence.<sup>980</sup> Dans le cas où les entreprises dépassent ce taux, l'Autorité de la concurrence prendra des précautions nécessaires.

### **1. La séparation juridique et comptable des activités**

La loi n° 4646 prévoit la séparation juridique des activités gazières pour que les acteurs du marché ne limitent pas la concurrence par le biais de l'intégration verticale. C'est ainsi que la personne morale qui ont des activités du gaz naturel ne peut participer qu'à une activité qui doit être except de ses activités, d'une autre personne morale et d'une manière ne pas obtenir aucun pouvoir, mais ne pourra pas créer aucune entreprise séparée.

D'autre côté, elle ne pourra pas participer à aucune personne morale ayant la même activité que la sienne, et ne pourra pas créer entreprise. Les participations existantes de BOTAŞ ont été exemptées de cette disposition.<sup>981</sup> La seule solution pour assés la

---

<sup>980</sup> Ces dispositions ne visent qu'aux personnes morales, et ainsi affaiblissent les buts de la constitution de la concurrence dans le marché gazier en négligant les notions de la personne physique et du contrôle.

<sup>981</sup> L'article 7 (a) (3) de la n° 4646 a été modifiée par l'article 17 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2009 publiée dans le Journal Officiel n° 26948 du 26 juillet 2008.

concurrence est ainsi le fait qu'une personne physique peut créer des différentes entreprises pour ses différentes activités sans créer une intégration verticale parmi ses activités.<sup>982</sup>

En outre, l'article 31 (g) du règlement de licence prévoit que les personnes morales peuvent obtenir des licences séparés pour chacune de leur activités, mais les personnes morales qui sont en charge de la vente en gros du gaz naturel, ne pourraient pas faire des activités de transport ou distribution, en plus, elles ne pourront pas participer aux personnes morales qui font des activités de transport ou de distribution.

Les personnes morales qui font des ventes en gros dans le marché gazier, elles ne peuvent pas participer aux entreprises de transport et de distribution sans obtenir leur contrôle. L'article 31 (f) du règlement du licence précise que les titulaires de licence ne peuvent pas exercer aucune activité du marché sans demander le permis d'EPDK.

De même, l'article 35 du règlement de la licence prévoit l'interdiction de la subvention croisée parmi les différentes activités du marché gazier. Par conséquent, les personnes ayant plusieurs activités dans le même marché gazier, sont obligées de séparer leurs comptabilités de leurs différentes activités pour empêcher les risques des subventions croisées.

## **2. Les clients éligibles et les exceptions pour l'accès aux réseaux**

L'article 8 (a) de la loi n° 4646 détermine les clients éligibles sous différentes catégories : les consommateurs et les unions des utilisateurs des réseaux qui achètent plus d'un million m<sup>3</sup> par an, les entreprises qui achètent le gaz naturel pour produire l'électricité, les usines de cogénération d'électricité et de chauffage, et les entreprises qui produisent le gaz naturel en Turquie. EPDK est chargé de reviser chaque année la limite de devenir le client éligible jusqu'à ce que tous les consommateurs deviennent les clients éligibles.

### **B. Le transfert des contrats et la privatisation**

En vue de créer la concurrence dans le marché gazier, la loi n° 4646 prévoit des dispositions sur le transfert des contrats de BOTAŞ, la modification de sa structure et la privatisation des activités du marché gazier sauf l'activité de transport du gaz naturel, assurer l'accès des tiers aux réseaux, éviter les applications discriminatoires dans le point d'accès au réseaux, compléter les appels d'offres pour la distribution du gaz naturel, augmenter peu à peu

---

<sup>982</sup> Quoique les noms des personnes morales ayant des licences sont publiés par EPDK dans son site-internet, il est impossible de savoir qui contrôle en réalité ces entreprises.

le nombre des clients éligibles, enlever les restrictions de l'importation et créer le régime de la régulation indépendante.

## 1. Le rôle de l'autorité de la concurrence dans le marché gazier turc

En Turquie, la coopération entre EPDK, le ministère de l'énergie et l'autorité de la concurrence ne fonctionne pas d'une manière suffisante pour assurer la concurrence dans le marché gazier. Par exemple, quand EPDK et le ministère de l'énergie font des régulations importantes en ce qui concerne le fonctionnement du marché gazier, ils demandent l'avis de l'autorité de la concurrence, mais cet avis n'est pas pris en considération en pratique.

Le 24 novembre 2000<sup>983</sup>, l'autorité de la concurrence a identifié cette situation dans son rapport annuel. Dans ce cas, l'ébauche n° 2926 du conseil des ministres en ce qui concerne « *les affaires de permis pour les sociétés d'investissement de capital créées pour donner le service de la distribution du gaz naturel dans les villes* » a envoyé au ministère de l'énergie. Cette ébauche prévoyait qu'« *il faut enlever le monopole de l'importation de Botaş sous le décret n° 397, construire une structure qui permettra l'utilisation non-discriminatoire des réseaux de transport et des réservoirs du gaz naturel, séparer les activités de distribution et de vente l'une l'autre, organiser les activités de distribution ayant une caractère monopole d'une manière où les consommateurs puissent choisir parmi les entreprises de vente en détail à créer à l'avenir, séparer l'une l'autre les transactions commerciales ayant une caractère achat-vente par le biais du fonctionnement des réseaux de livraison and de distribution et empêcher la création du monopole par l'intégration verticale et horizontale dans les activités commerciales dans les services de livraison et de distribution* ».

L'autorité de la concurrence a donné son avis sur cette ébauche en identifiant les risques devant la création de la concurrence dans le marché gazier. Selon son avis, « *une des facteurs qui doivent être prises en considération pendant les travaux de la libéralisation des marchés énergétiques étant dans les mains publiques et ayant une caractère monopole, est de permettre aux consommateurs la liberté de choisir librement leurs fournisseurs. C'est la raison pour laquelle, en parallèle des activités de production, de transport et de distribution du gaz naturel, la loi n° 4646 doit également réguler les activités de vente en détail et donner la chance de choisir son fournisseur aux consommateurs pour ce type d'activité. À la fois, il*

---

<sup>983</sup> Voir le rapport des activités de 2000 de l'Autorité de la Concurrence (seulement en turc) disponible sur : <http://www.rekabet.gov.tr/File/?path=ROOT/Documents/Faaliyet+Raporlar%C4%B1/falRap2.pdf> (consulté le 6 décembre 2014).

*est entendu qu'en date de l'entrée en vigueur de la loi n° 4646, le droit de vente en détail avait été supposé de maintenir dans le monopole des entreprises de distribution. À ce point, dans l'article sur les définitions de la loi n° 4646, il faut ajouter les définitions de la vente en détail et de l'entreprise de la vente en détail, et l'activité de vente en détail doit être prise du monopole des entreprises de distribution et doit être une activité soumise au licence comme dans les autres activités du marché ».*<sup>984</sup>

En conséquence, pour la libéralisation du secteur énergétique turc à la lumière des directives européennes, le ministère de l'énergie, EPDK et l'autorité de la concurrence doivent travailler ensemble pour aborder à un marché libéralisé et ouvert à tous les clients et offrant le gaz naturel d'une manière permanent, transparent, stable, de bon qualité et compatible avec l'environnement.

## **2. Le transfert des contrats à long term**

Entre les années 1986 et 2001, BOTAŞ avait huit contrats d'achat du gaz naturel à long term avec six pays. Ainsi, 63 % du gaz importé en 2007 en Turquie venaient de la Russie, 17 % de l'Iran et 12 % de l'Algérie. Le reste était 8 % de la Nigeria et l'Azerbaïdjan. En vertu de l'article temporaire 2 de la loi n° 4646, après l'entrée en vigueur de la loi, BOTAŞ ne pourra plus conclure des nouveaux contrats d'achat de gaz naturel jusqu'à ce que le taux d'importation nationale du gaz naturel diminue au niveau de 20 % de la consommation nationale. Comme la première étape, la réduction du montant de l'importation au 20 % de la consommation nationale, BOTAŞ devrait transférer ses contrats d'achat ou vente du gaz naturel au secteur privé.

La loi n° 4646 a prévu une nouvelle structure libéralisée pour BOTAŞ. Selon ces dispositions, Botaş serait reorganisé jusqu'à 2009 d'une manière à mettre fin à sa personnalité morale intégrée verticalement, et les nouvelles entreprises auraient les contrats d'achat du gaz naturel. L'entreprise qui sera en charge d'importation et de commerce du gaz naturel resterait sous le nom de BOTAŞ, sauf l'entreprise qui sera en charge de transport, d'autres entreprises seront privatisées plutard jusqu'en 2011.

---

<sup>984</sup> L'Autorité de la concurrence, le rapport annuel 2002, disponible sur: [http://www.rekabet.gov.tr/default.aspx?nsw=j6VYScQKgFEqqUwirlX9sg=-SgKWD+pQItw=&ctl20\\_gridActivityReportsChangePage=2](http://www.rekabet.gov.tr/default.aspx?nsw=j6VYScQKgFEqqUwirlX9sg=-SgKWD+pQItw=&ctl20_gridActivityReportsChangePage=2) (consulté le 6 décembre 2014).

## **§ 2. Les tarifs du gaz naturel**

Les tarifs sont élaborés par l'article 11 de la loi n° 4646. Cet article définit cinq types de tarifs. Les tarifs de connexion, de transport, de stockage, de vente en gros et de vente en détail. Tous ces tarifs sont également élaborés par le règlement des tarifs du marché du gaz naturel qui est entré en vigueur le 26 septembre 2002.

### **A. Les tarifs de connexion, de transport et de stockage**

En principe, les tarifs de connexion se sont déterminés librement. Les abonnés payent les tarifs qui ont déjà déterminés par EPDK et les entreprises de distribution. Selon la loi n° 4646, les consommateurs qui sont dans les mêmes conditions doivent être soumis à mêmes règles pour éviter toute discrimination potentielle.

EPDK fixe également les tarifs de transport en fonction de la distance de transport, le volume du gaz à transporter. En vertu de l'article 12 du règlement des tarifs, la méthode du plafond du revenu sera appliquée. Les tarifs de stockages sont librement déterminés entre les entreprises de réservoirs et les personnes morales bénéficiant du service de stockage.<sup>985</sup>

### **B. Les tarifs de vente du gaz naturel en Turquie**

#### **1. Les tarifs de vente en gros**

Les tarifs de vente en gros sont librement déterminés par les parties du contrat de vente du gaz naturel dans le cadre des règles prévues par EPDK. En tant qu'une exception à l'article temporaire 2 du règlement des tarifs, EPDK a continué d'identifier les tarifs de vente en gros jusqu'en 2007 sous prétexte que les conditions de la concurrence dans le marché gazier turc n'ont pas encore été construites. Néanmoins, dans la décision d'EPDK sur la libéralisation des tarifs, il n'y a aucune disposition concernant comment à identifier si la concurrence est établie dans le marché gazier. C'est ainsi que la concurrence entre les entreprises qui ont acheté les contrats de BOTAŞ et ce dernier qui a déjà acheté le gaz à des prix bas.<sup>986</sup> D'autre côté, la loi avait prévu le transfert complet des contrats de BOTAŞ au secteur privé.<sup>987</sup>

---

<sup>985</sup> En matière de storage du gaz naturel, EPDK régule cet activité par ses législations secondaires.

<sup>986</sup> Concernant la position monopole de BOTAŞ: numéro de dossier 2008-1-45, Numéro de décision: 08-50/750-305, Date de décision: 14.08.2008

<sup>987</sup> En pratique, en 2008 BOTAŞ n'avait que transmis 10 % de ses contrats au secteur privé.

## 2. Les tarifs de vente en détail

Les entreprises de distribution doivent justifier le fait qu'ils ont obtenu le gaz d'une ressource à prix raisonnable, et qu'ils exploitent d'une manière sécurisée et efficace. EPDK détermine les principes tarifaires, les coûts d'amortissement et le coût unitaire, d'autres prix de vente en détail. C'est ainsi sauf les prix de vente en détail qu'ils ne peuvent pas demander un frais supplémentaire des clients. Dans le cas d'inflation ou d'autres spéciales situations, les entreprises de distribution peuvent demander EPDK de réviser les prix de vente en détail de gaz naturel dont les conditions sont applicables à tous les personnes physiques et morales.<sup>988</sup>

Tous les tarifs prévus par l'article 11 de la loi n° 4646 sont préparés chaque année jusqu'à la fin du mois d'octobre et soumis à l'avis d'EPDK. Ce dernier les analyse le plus tard jusqu'au 31 décembre, et si il les trouve approprié, il les confirme.

En conclusion, à la lumière de la directive 98/30/CE, la loi n° 4646 sur le marché gazier turc vise à libéraliser le marché gazier turc et l'ouvrir à la concurrence. C'est ainsi que les investissements dans les réseaux de distribution, de stockage et de transport seront assumés par les entrepreneurs privés, l'efficacité dans les activités de vente en gros et en détail, et de stockage sera établie dans le marché gazier. À ce point, l'obstacle le plus grand devant la libéralisation du marché gazier, c'est l'existence de BOTAŞ qui garde toujours sa monopole, et est partie aux contrats à long term *take-or-pay*. En outre, le calendrier du transfert de ces contrats est loin d'être faisable.

---

<sup>988</sup> L'article 11 (4) de la loi n° 4646.



## TITRE II

### LE DEUXIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE :

#### LA DIRECTIVE 2003/55/CE ET LE RÈGLEMENT N° 1775/2005

La directive 98/30/CE a constitué la première phase dans la transformation des marchés gaziers, et accompli un début de libéralisation des marchés gaziers. Comme elle a laissé une grande flexibilité aux États membres au niveau de sa transposition en leurs droits internes, l'harmonisation des marchés gaziers est restée faible, les conditions d'accès au marché gazier à l'échelle européenne étaient assez inégales et l'intégration des marchés nationaux dans le marché unique du gaz naturel était quasi inexistante.

À l'occasion du sommet de Lisbonne des 23 et 24 mars 2000<sup>989</sup> les chefs d'État et de Gouvernement ont affirmé leur volonté<sup>990</sup> d'accélérer la libéralisation dans des secteurs tels que le gaz et l'électricité<sup>991</sup>. Le 6 juillet 2000, le Parlement européen a invité la Commission européenne à adopter un calendrier détaillé pour la réalisation d'objectifs définis afin de parvenir progressivement à une libéralisation totale du marché gazier.<sup>992</sup>

En mars 2001 la Commission<sup>993</sup> européenne a analysé les développements dans les marchés européens de l'énergie et publié la communication intitulée « *Achèvement du marché intérieur de l'énergie* » et un communiqué de presse du 13 mars 2001 intitulé « *Vers un marché unique de l'énergie en 2005* » dans lesquels la Commission avait évoqué une accélération de l'ouverture des marchés et une amélioration par un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz.

Par les deux textes cités ci-dessus, la Commission européenne a proposé une modification de la directive 98/30/CE du 22 juin 1998 pour faire avancer la libéralisation du

---

<sup>989</sup> Le considérant 3 de la directive 2003/55/CE.

<sup>990</sup> Cette volonté ayant été réaffirmé lors du sommet de Stockholm, tenu les 23 et 24 mars 2001.

<sup>991</sup> « L'exposé général du projet de loi relatif au secteur de l'énergie », <http://www.senat.fr/rap/106-006/106-0061.html> (consulté le 23 novembre 2013).

<sup>992</sup> La résolution du 6 juillet 2000 était sur l'état de la libéralisation des marchés de l'énergie.

<sup>993</sup> La communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen du 13 mars 2001 COM (2001) 125.

marché du gaz à l'échelle européenne. Cette proposition comportait des mesures qualitatives destinées à garantir un exercice effectif de la concurrence pour tous les consommateurs comme la création d'une autorité indépendante de régulation, la séparation juridique de l'ensemble des activités des entreprises intégrées, la généralisation du système de tarifs réglementés d'accès des tiers aux réseaux, y compris pour le transit, l'instauration d'un droit d'accès des tiers aux stockages de gaz naturel.

Par la suite, au Conseil européen de Barcelone des 15 et 16 mars 2002<sup>994</sup>, les chefs d'État et de gouvernement se sont engagés à adopter « *Dès 2002 les propositions de directives en instance concernant la phase finale de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel* ». Ceci comportait notamment le libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs autres que les ménages à partir de 2004, la définition de service public, de la sécurité d'approvisionnement et, en particulier, de la protection des régions reculées et des groupes les plus vulnérables de la population, la dissociation entre le transport et la distribution d'une part et la production et l'approvisionnement d'autre part, l'accès non discriminatoire au réseau pour les consommateurs et les producteurs sur la base de tarifs transparents et publiés, la mise en place dans chaque État membre et dans le cadre réglementaire adéquat, d'un organisme régulateur en vue d'assurer le contrôle effectif des conditions de fixation des tarifs.

Sur la base de cette déclaration, le conseil de l'Union européenne « *transports, télécommunications et énergie* » du 25 novembre 2002 était parvenu à un accord politique prévoyant la libéralisation de ces marchés pour les clients non résidentiels au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2004 et une ouverture complète pour tous les clients au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Fondée sur l'article 95 CE, le 26 juin 2003 le Conseil et le Parlement ont adopté la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et le 28 septembre 2005 le règlement n° 1775/2005<sup>995</sup> concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Sous ce titre, il convient d'évoquer d'abord les dispositions de la directive 2003/55/CE et ensuite celles du règlement n° 1775/2005 (Chapitre I), ensuite les effets juridiques du deuxième paquet gazier sur le marché gazier en France (Chapitre II) et en Turquie (Chapitre III).

---

<sup>994</sup> [http://europa.eu/rapid/press-release\\_DOC-02-8\\_fr.htm?locale=FR](http://europa.eu/rapid/press-release_DOC-02-8_fr.htm?locale=FR) (consulté le 23 novembre 2013).

<sup>995</sup> Le règlement (CE) n° 1775/2005 du Parlement européen et du Conseil du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel (J.O.U.E. L 298, p. 1).

## CHAPITRE I

### LE DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE

#### SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL :

#### LA DIRECTIVE 2003/55/CE ET LE RÈGLEMENT N° 1775/2005

Le deuxième paquet énergie se composait de la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE (« la directive 2003/55/CE »)<sup>996</sup> et le règlement n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz (« le règlement n° 1775/2005 »).<sup>997</sup> Dans ce chapitre nous traiterons d'abord les lignes directrices de la directive 2003/55/CE (Section 1) et ensuite du règlement n° 1775/2005 (Section 2).

---

<sup>996</sup> Cette directive a été abrogée par la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

<sup>997</sup> Ce règlement a été abrogé par le règlement n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

## SECTION 1.

### LA DIRECTIVE 2003/55/CE CONCERNANT DES RÈGLES COMMUNES POUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL

Le premier paquet gazier de la directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel a beaucoup contribué à réaliser la première phase de la libéralisation des marchés gaziers en Europe. Malgré les contributions attribuées par la première directive, notamment en matière des réductions de prix, de l'amélioration de la qualité de service et de la croissance de la compétitivité, il existait toujours des lacunes juridiques concernant le fonctionnement technique et commercial du marché gazier dans des conditions de concurrence équitables et la protection des droits des petits consommateurs vulnérables.<sup>998</sup>

L'objectif essentiel du deuxième paquet gazier était de libéraliser entièrement les marchés nationaux du gaz naturel et contribuer à réaliser un véritable marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne. Il est prévu qu'à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004, les clients industriels et à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, les clients domestiques<sup>999</sup> peuvent librement choisir leur fourniture de gaz naturel.<sup>1000</sup> Afin de consolider les droits d'accès aux réseaux des pays tiers et l'intégration des marchés, le deuxième paquet envisageait des initiatives visant à encourager des arrangements réciproques. Pour ce faire, il existait des obstacles opérationnels et compétitifs liés à l'accès au réseau et aux installations de stockage, de tarification, d'interopérabilité entre différents systèmes de transport de gaz et de diversité des degrés d'ouverture des marchés gaziers entre les États membres.<sup>1001</sup>

#### § 1. L'organisation du marché gazier

La directive 2003/55/CE a eu pour but d'aménager l'ouverture totale à la concurrence des marchés nationaux du gaz et de contribuer à parvenir à un marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne. En achevant un marché intérieur du gaz, il serait possible d'accroître la compétitivité, de garantir aux consommateurs des prix équitables, d'établir des règles

---

<sup>998</sup> Le considérant 2 de la directive 2003/55/CE.

<sup>999</sup> Tous les clients.

<sup>1000</sup> L'article 23 d la directive 2003/55/CE.

<sup>1001</sup> Le considérant 6 de la directive 2003/55/CE.

concernant les obligations de service public et d'améliorer la qualité du service public, l'interconnexion et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement.<sup>1002</sup>

La directive 2003/55/CE a abrogé la directive 91/296/CEE et la directive 98/30/CE avec effet au 1<sup>er</sup> juillet 2004.<sup>1003</sup> Les États membres devaient mettre en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive au plus tard 1<sup>er</sup> juillet 2004 et informer immédiatement la Commission.<sup>1004</sup>

## **A. Les obligations de service public et la protection des consommateurs**

En ce qui concerne les obligations de service public et la protection des consommateurs, l'article 3 de la directive 2003/55/CE a eu pour objectif de renforcer les dispositions en vigueur de manière à éviter que les obligations de service public faussent la concurrence et ralentissent l'ouverture du marché gazier prévue à l'article 23 de la même dite. C'est ainsi que les obligations de service public devraient obéir à des critères et des objectifs précis notamment en tenant compte des dispositions pertinentes du traité<sup>1005</sup> et devraient être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables.<sup>1006</sup>

Selon la Commission européenne la définition adaptée du service public au marché de l'énergie a été indiquée dans l'article 3 (2) en tant que « *les obligations de service public peuvent porter sur la sécurité, la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et la protection du climat* »<sup>1007</sup>. Selon cette disposition, les obligations imposées devraient être en lien avec la fourniture du service d'intérêt économique général, apporter une contribution directe pour la satisfaction de cet intérêt économique général et être imposées de manière à ce qu'elles n'affectent pas le développement des échanges dans une mesure qui serait contraire à l'intérêt de l'Union européenne. Pour ce faire, la qualification d'un service d'intérêt

---

<sup>1002</sup> À cette fin de parvenir à un marché intérieur du gaz à l'échelle européenne, la directive 2003/55/CE s'est appliquée au marché du gaz, et par gaz doit être entendu le gaz naturel, ainsi que le gaz naturel liquéfié (GNL), le biogaz, le gaz issu de la biomasse et tout autre type de gaz qu'il est techniquement possible de transporter dans le réseau de gaz naturel. L'article 1 (2) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1003</sup> L'article 32 de la directive 2003/55/CE.

<sup>1004</sup> L'article 33 (1) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1005</sup> L'article 3 (2) de la directive 2003/55/CE dispose qu'« En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 86, les États membres peuvent imposer aux entreprises opérant dans le secteur du gaz, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat. Ces obligations sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et garantissent aux entreprises de gaz de l'Union européenne un égal accès aux consommateurs nationaux. En matière de sécurité d'approvisionnement et de gestion orientée vers l'efficacité énergétique et la satisfaction de la demande et pour atteindre les objectifs environnementaux visés au présent paragraphe, les États membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme, en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau ».

<sup>1006</sup> Les dispositions et les limites de la notion de service d'intérêt économique générale ont été précisées par l'arrêt de la Cour de Justice européenne du 27 août 1994, Commune ALMELO et autres, Affaire C - 393/92.

<sup>1007</sup> L'article 3 (2) de la directive 2003/55/CE.

économique général devrait être effectuée par les États membres conformément au principe de subsidiarité et contrôlé au niveau européen.<sup>1008</sup>

À ce propos, dans la jurisprudence d'ALMELO, les obligations du service public ont été énumérées comme l'obligation de fournir tous les consommateurs sur tout le territoire, l'obligation de fournir tous les clients dans une zone de desserte, l'obligation d'assurer la continuité d'approvisionnement, de garantir un traitement égal entre les consommateurs et d'assurer le fonctionnement du système national d'offre électrique au coût le plus bas possible.

Pour libéraliser les marchés gaziers nationaux des États membres d'une manière équilibrée et pour fournir à tous les clients le gaz, l'article 23 (2) de la directive 2003/55/CE prévoit également que « *les contrats de fourniture passés avec un client éligible du réseau d'un autre État membre ne sont pas interdits si le client est considéré comme éligible dans les deux réseaux concernés, et dans les cas où les transactions visées au point a) sont refusées parce que le client n'est éligible que dans l'un des deux réseaux, la Commission peut, en tenant compte de la situation du marché et de l'intérêt commun, obliger la partie qui a formulé le refus à effectuer la fourniture demandée, à la demande de l'un des États membres des deux réseaux* ».

D'ailleurs, la Commission européenne a indiqué dans son rapport du 29 avril 1999 que les obligations de service public dans le secteur du gaz naturel devraient être transparentes, non discriminatoires et contrôlables. Selon les principes annoncés dans ce rapport, la Commission analyse les obligations de service public et leur compatibilité avec les domaines d'intérêt général visés par la directive 2003/55/CE et avec l'article 86 § 2 du traité, de l'adéquation de la mesure proposée pour remplir les objectifs poursuivis et de la nécessité et de la portée de la mesure proposée.

Contrairement à la directive 98/30/CE, la directive 2003/55/CE prévoit des dérogations aux États membres, dans son article 3 § 5 pour ne pas appliquer certaines dispositions si « *leur application risque d'entraver en droit ou en fait l'accomplissement des obligations imposées aux entreprises dans l'intérêt économique général* ». Par la suite, l'article 3 § 6 dispose que toutes les mesures qu'ils ont prises pour remplir les obligations de service public, y compris la protection des consommateurs et de l'environnement à la charge

---

<sup>1008</sup> La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, " Les obligations de service public " du 16 janvier 2004, p. 10.

des États membres devraient informer la Commission européenne pour réaliser les objectifs de service universel et de service public.

En matière des aides aux compensations de service public prévues par l'article 87 du traité, l'arrêt *ALTMARK* de la CJCE du 24 juillet 2003 a prévu quatre conditions : l'entreprise doit être effectivement chargée de l'exécution des obligations qui doivent être clairement définies, les paramètres pour le calcul des coûts doivent être préalablement établis de façon transparente et objective, la compensation ne peut pas dépasser ce qui est nécessaire, si la sélection se fait en dehors des procédures de marché public, le niveau de compensation doit être déterminé en comparaison des coûts d'une entreprise bien gérée et adéquatement équipée aurait à supporter.

## **B. Le régime de séparation des activités gazières**

La directive 98/30/CE se limitait à prévoir la tenue d'une comptabilité séparée pour les activités liées au réseau de transport et les dispositions prévues s'étaient révélées insuffisantes pour assurer un accès véritablement non discriminatoire aux infrastructures de transport. Les entreprises verticalement intégrées avaient toujours facilement pu prévaloir les intérêts de leur filiale de fourniture et empêcher l'accès de tiers aux réseaux. Dès lors, la Commission européenne a décidé de prévoir les dispositions plus détaillées et effectives en vue de mettre en œuvre un régime de séparation qui pouvait satisfaire aux besoins d'un marché intérieur du gaz naturel.

### **1. Le régime de séparation juridique**

La directive 2003/55/CE a envisagé que les activités de transport et de distribution devraient être gérées par les gestionnaires juridiquement séparés et l'entreprise gestionnaire devrait avoir ses propres droits de prise de décision en conformité avec les dispositions de séparation fonctionnelle des activités.<sup>1009</sup>

---

<sup>1009</sup>La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, " Les obligations de service public " du 16 janvier 2004, p. 21.

### **a. La séparation juridique des gestionnaires de réseau de transport**

En matière de transport, stockage et GNL, l'article 7<sup>1010</sup> de la directive 2003/55/CE prévoit la désignation des gestionnaires de réseau de transport. Selon cet article, les États membres pouvaient désigner eux mêmes ou demander aux entreprises de gaz naturel propriétaires d'installations de transport, de stockage ou de GNL, de désigner un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considération d'efficacité et d'équilibre économique.

Quant aux tâches du gestionnaire de réseau de transport, de stockage et/ou de GNL, chaque gestionnaire d'installations étaient chargés d'exploiter, entretient et développe dans des conditions économiquement acceptables, des installations de transport, de stockage et/ou de GNL sûres, fiables et efficaces, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement; s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées; fournit aux autres gestionnaires de réseaux de transport, de stockage, de GNL et/ou de distribution des informations suffisantes pour garantir que le transport et le stockage de gaz naturel peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté; fournit aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau.<sup>1011</sup>

De plus, les règles imposées par les gestionnaires de réseaux de transport devaient être absolument objectives, transparentes et non discriminatoires. Les États membres étaient dotées du pouvoir d'obliger les gestionnaires de réseaux de transport à respecter des exigences minimales afin d'entretenir et de développer les réseaux de transport, et notamment les capacités d'interconnexion.

En vertu de l'article 9 § 1 de la directive 2003/55/CE, les gestionnaires de réseaux de transport, stockage et GNL devraient faire l'objet d'une séparation juridique de leur entreprise verticalement intégrée. Lorsque le gestionnaire de réseaux de transport faisait partie d'une entreprise intégrée verticalement, il doit être indépendant de l'organisation et de la prise de décision et des autres activités non liées au transport sur le plan de la forme juridique. Le

---

<sup>1010</sup> L'article 7 de la directive 2003/55/CE dispose que « Les États membres désignent, ou demandent aux entreprises de gaz naturel propriétaires d'installations de transport, de stockage ou de GNL, de désigner un ou plusieurs gestionnaires de réseau, pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les gestionnaires de réseaux de transport, de stockage et de GNL agissent conformément aux articles 8, 9 et 10 ».

<sup>1011</sup> l'article 8 § 1 de la directive 2003/55/CE.



même article avait également énuméré des critères minimaux à poser afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

Les administrateurs des gestionnaires de réseau de transport ne peuvent pas occuper des fonctions dans les structures chargées de la production, distribution ou fourniture d'énergie<sup>1012</sup> et leurs intérêts professionnels doivent être garantis de manière indépendante des autres activités de l'entreprise.<sup>1013</sup> Au regard des éléments d'actifs nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau, le gestionnaire de réseau de transport dispose des pouvoirs de décision suffisants, indépendamment de l'entreprise intégrée. Enfin, le gestionnaire de réseau de transport établit également un programme d'engagement qui contient les mesures prises pour assurer une pratique non discriminatoire.

Par conséquent, les gestionnaires de réseaux de transport ont prévus de séparer juridiquement leurs activités et de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont ils ont eu connaissance au cours de leurs activités.<sup>1014</sup>

#### **b. La séparation juridique des gestionnaires de distribution et de fourniture**

Les gestionnaires de réseau de distribution devraient eux aussi être désignés et accomplir certaines tâches et faire l'objet d'un régime de séparation juridique par rapport aux autres activités. La directive 2003/55/CE a prévu une exception pour cette disposition dans le dernier alinéa de son article 13 en stipulant que les États membres pouvaient décider de ne pas appliquer les règles de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution pour les entreprises intégrées de gaz naturel qui approvisionnent moins de 100 000 clients accordés.

Le principe de désignation des gestionnaires de réseau était également admis pour les activités de distribution et de fourniture. L'article 11 de la directive 2003/55/CE a stipulé que les États membres pouvaient désigner ou demander aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution.

---

<sup>1012</sup> L'article 9 (2) (a) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1013</sup> L'article 9 (2) (b) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1014</sup> L'article 10 de la directive 2003/55/CE dispose que « Sans préjudice de l'article 16 ou de toute autre obligation de divulguer des informations, chaque gestionnaire de réseau de transport, de stockage et/ou de GNL préserve la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de ses activités, et empêche que des informations sur ses propres activités, qui peuvent être commercialement avantageuses, soient divulguées de manière discriminatoire. Les gestionnaires de réseaux de transport, dans le cadre des ventes ou des achats de gaz naturel effectués par une entreprise liée, n'exploitent pas de façon abusive les informations commercialement sensibles qu'ils ont obtenues de tiers en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau ».

Quant aux tâches des gestionnaires de réseau de distribution, chaque gestionnaire de réseau de distribution exploite, entretient et développe, dans les conditions économiquement acceptables, un réseau sûr, fiable et efficace, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Le gestionnaire de réseau de distribution doit en tout état de cause s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées. Chaque gestionnaire de réseau de distribution fournit aux autres gestionnaires de réseaux de distribution, de transport, de GNL et/ou de stockage des informations suffisantes pour garantir que le transport et le stockage de gaz naturel peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté, le gestionnaire de réseau de distribution fournit aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau, lorsque les gestionnaires de réseaux de distribution sont chargés d'assurer l'équilibre du réseau de distribution de gaz, les règles qu'ils adoptent à cet effet doivent être objectives, transparentes et non discriminatoires, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique.<sup>1015</sup>

En matière de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution, lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, au moins sur le plan de la forme juridique, il devrait être indépendant de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Ces règles n'ont pas créé d'obligation de séparer la propriété des actifs du réseau de distribution, d'une part, de l'entreprise intégrée verticalement, d'autre part. En plus, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution faisait partie d'une entreprise intégrée verticalement, il devrait être indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution.<sup>1016</sup>

Les critères minimaux afin de séparer juridiquement des gestionnaires de réseau de distribution des autres activités ont été énumérés par l'article 13 (2) de la directive 2003/55/CE. D'abord, les administrateurs de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée de gaz naturel qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de transport et de fourniture de gaz naturel et des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des administrateurs de la gestion du

---

<sup>1015</sup> L'article 12 de la directive 2003/55/CE.

<sup>1016</sup> L'article 13 (1) de la directive 2003/55/CE.

gestionnaire de réseau de distribution soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance.

En ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau, le gestionnaire de réseau de distribution disposait de réels pouvoirs de décision, indépendamment de l'entreprise intégrée de gaz. Le gestionnaire de réseau de distribution devait établir un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. En outre, les règles à propos de confidentialité imposée aux gestionnaires de réseau de transport étaient également appliquées pour les gestionnaires de réseau de distribution.

En vertu de l'article 33 (2) de la directive 2003/55/CE, à propos de l'application des articles expliqués ci-dessus, les États membres pouvaient surseoir à la mise en application de l'article 13 (1) jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2007, et ce sans préjudice des exigences visées à l'article 13 (2).

## **2. La séparation comptable et la transparence de la comptabilité**

Les dispositions sur le régime de séparation comptable de la directive 2003/55/CE n'ont pas beaucoup modifié celles de la directive 98/30/CE. Différemment aux dispositions de la séparation juridique et fonctionnelle, il n'existe aucune dérogation de séparation comptable pour les gestionnaires de réseau de distribution à petite taille, ainsi le principe de séparation comptable était - *sans exception* - appliqué par chaque gestionnaire de réseaux, et les comptes devaient être tenus séparément pour les activités de réseaux liées au gaz naturel et l'électricité. Les comptes consolidés étaient possibles pour d'autres activités, y compris les activités restantes du gaz naturel et de l'électricité. En tant qu'exception au principe, jusqu'au complètement de l'ouverture du marché gazier, les comptes séparés devaient être gardés pour les ventes aux consommateurs éligibles et non éligibles afin d'éviter l'inter-financement.<sup>1017</sup>

Pour ce faire, il fallait faire une répartition précise des coûts dans les comptes des activités, en vue d'assurer la dissociation comptable effective et qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de transport, de distribution, de stockage, de GNL et de fourniture<sup>1018</sup>. Dans ce but l'article 16 (1)<sup>1019</sup> de la directive 2003/55/CE détermine que les

---

<sup>1017</sup> La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité e du gaz naturel, " Les obligations de service public " du 16 janvier 2004, p. 19.

<sup>1018</sup> L'article 25 § 1 (4) de la directive 2003/55/CE.

États ou bien les autorités compétentes désignées par ces derniers pouvaient avoir le droit d'accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel.

En vertu de l'article 17 (2), les entreprises de gaz naturel ont dû établir, faire contrôler et publier leurs comptes annuels conformément aux règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés à responsabilité limitée<sup>1020</sup> indépendamment de leur régime de propriété et de leur forme juridique.

Pour éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence, le principe essentiel de la séparation comptable prévoit que les entreprises de gaz naturel ont dû tenir des comptes séparés<sup>1021</sup> pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de GNL et de stockage, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes. Les entreprises de gaz naturel tiennent également des comptes pour les autres activités non liées au transport, à la distribution, au GNL et au stockage.

La même disposition avait également déterminé la date - limite 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour que les entreprises de gaz naturel puissent tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles.

Jusqu'à présent, nous avons analysé les dispositions générales prévues par la directive 2003/55/CE. Par la suite, nous traiterons les dispositions spécifiques de la directive.

## **§ 2. Les dispositions spécifiques de la directive 2003/55/CE**

Les dispositions spécifiques de la directive 2003/55/CE imposant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel reposaient essentiellement sur (A) la nouvelle organisation du système d'accès au marché gazier, (B) les dérogations aux engagements « *take-or-pay* » et (C) les autorités de régulation.

### **A. L'organisation du système d'accès au marché gazier**

---

<sup>1019</sup> « Les États membres, ou toute autorité compétente qu'ils désignent, notamment les autorités de régulation visées à l'article 25, paragraphe 1, et les autorités de règlement des litiges visées à l'article 20, paragraphe 3, dans la mesure où cela est nécessaire à leur mission, ont le droit d'accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel conformément à l'article 17 ».

<sup>1020</sup> « ...adoptées conformément à la quatrième directive 78/660/CEE du Conseil du 25 juillet 1978 fondée sur l'article 44, paragraphe 2, point g)(13), du traité et concernant les comptes annuels de certaines formes de sociétés... » prévu dans l'article 17 (2) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1021</sup> Dans leur comptabilité interne.

Le droit d'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL est prévu par la directive 2003/55/CE. C'est ainsi que de nouveaux fournisseurs auraient pu désormais pénétrer le marché et les consommateurs pourraient librement choisir leur fournisseur de gaz. Afin d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz, toutes les entreprises, y compris celles qui investissent dans les sources d'énergie renouvelables, doivent pouvoir accéder au marché gazier. Des conditions de concurrence équitables doivent être mises en place pour prévenir les risques de positions dominantes, notamment des opérateurs historiques, ainsi que les comportements prédateurs.

Dans le but de solutionner les conflits d'intérêt empêchant structurellement l'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport et de distribution, la directive 2003/55/CE a eu pour but de perfectionner et encadrer les conditions de l'accès au système en ne gardant que le système de l'accès réglementé. La mise en place pour tous les clients éligibles, y compris les entreprises de fourniture, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL.

## **1. L'accès des tiers aux réseaux**

L'accès des tiers au réseau était un pas indispensable afin d'aborder un marché intérieur du gaz naturel. La deuxième directive gazière a élaboré ce sujet sous trois distinctions : (a) accès des tiers au marché du gaz naturel, (b) accès aux installations de stockage de GNL et (c) accès aux réseaux en amont.

### **a. L'accès des tiers au marché du gaz naturel**

Selon l'article 18 (1)<sup>1022</sup> de la directive 2003/55/CE, l'accès aux systèmes se fonde ainsi sur des tarifs dont la méthode de calcul devait être approuvée par l'autorité de régulation nationale et qui devaient être publiés et appliqués d'une manière objective et transparente pour tous les consommateurs avant leur entrée en vigueur.

En ce qui concerne le transport transfrontalier, l'article 18 (2) de la directive 2003/55/CE a prévu que les gestionnaires de réseaux de transport devaient avoir accès au réseau d'autres gestionnaires de réseau de transport. En outre, les dispositions de la directive

---

<sup>1022</sup> « L'article 18 de la directive 2003/55 prévoit dans les mêmes conditions l'accès aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié (GNL). Pour l'accès aux installations de stockage, le choix est laissé aux Etats entre un système d'accès identique aux précédents, c'est-à-dire un accès réglementé, ou un accès négocié », RICHER Laurent, « Droit d'accès et service public », AJDA 2006, p. 73.

au regard de l'accès des tiers aux réseaux n'étaient pas des obstacles à la conclusion de contrats à long terme à conditions qu'ils respectent les dispositions européennes en matière de concurrence.

## **b. L'accès aux installations de stockage de GNL**

L'installation de stockage a été définie en tant qu' « *une installation utilisée pour le stockage de gaz naturel, et détenue et/ou exploitée par une entreprise de gaz naturel, y compris la partie des installations de GNL utilisées pour le stockage, mais à l'exclusion de la partie utilisée pour des activités de production, ainsi que des installations exclusivement réservées aux gestionnaires de réseau de transport dans l'accomplissement de leurs tâches* ». <sup>1023</sup> Dans le cadre de cette définition, les installations de stockage utilisées pour des activités de production ont été implicitement exclues du champ d'application de cette disposition.

Le considérant 20 de la directive 2003/55/CE prévoit que la directive 98/30/CE avait contribué à l'accès aux installations de stockage en tant que partie du réseau de gaz. L'expérience de l'application des dispositions de la première directive concernant l'accès aux installations de stockage avait montré qu'en cette matière il a fallu prendre des mesures supplémentaires et complémentaires. C'est ainsi que la directive 2003/55/CE a apporté des nouvelles dispositions sur l'accès aux installations de stockage dans son article 19.

Par conséquent, selon l'article 19 (1), dans le but de l'approvisionnement de clients, pour l'organisation de l'accès aux installations de stockage, aux services auxiliaires, au stockage en conduite, ou lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau pour des raisons techniques et économiques, les États membres peuvent - *par exception* <sup>1024</sup> - opter pour l'une ou l'autre des formules de l'accès négocié ou réglementé qui devront être mise en œuvre conformément à des critères objectifs <sup>1025</sup>, transparents <sup>1026</sup> et non discriminatoires. <sup>1027</sup> La raison essentielle d'attribuer aux États membres une telle exception de choisir parmi les

---

<sup>1023</sup> L'article 2 (9) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1024</sup> JONES Christopher W., EU Energy Law, Volume 1, The Internal Energy Market, Claeys - Casteels, p. 51.

<sup>1025</sup> Note of DG Energy Transport on Directives 2003/54/CE and Directive 2003/55/CE on the Internal Market in Electricity and Natural Gas, "Third Party Access to Storage Facilities", 16.01.2004, p. 6. "Objective in this respect would mean that criteria have to relate to the factual characteristics for access to storage facilities, such as existing technical features, quality requirements, they have to be comprehensible for any third party and need to be technically justified".

<sup>1026</sup> La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, "Les obligations de service public" du 16 janvier 2004, p. 6. "Transparent would mean that all criteria have to be published ex-ante, in order to allow a third party evaluating the technical and economic consequences of TPA to storage facilities. They also have to allow insight into derivation of the criteria, the underlying technical and economic reasons for establishing them".

<sup>1027</sup> La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, "Les obligations de service public" du 16 janvier 2004, p. 6. "Third Party Access to Storage Facilities", 16.01.2004, p. 6. "Non-discriminatory would mean that services required from third party would, in absolute terms and under the same circumstances, result in the same economic consequences for all third parties requiring the same service".

formules de l'accès négocié ou réglementé provenait du fait de l'importance des services de stockage et de ses services auxiliaires pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel notamment pendant les périodes de consommation de pointe.

En ce qui concerne l'accès négocié aux installations de stockage et au stockage en conduite, l'article 19 (3) § 1 a prévu que pour que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles<sup>1028</sup> puissent négocier un accès à ces types d'installations, les États membres prennent les mesures nécessaires lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau l'exige, pour des raisons techniques et/ou économiques<sup>1029</sup> ou pour l'organisation de l'accès aux autres services auxiliaires. Il était également convenu que les contrats d'accès aux installations de stockage<sup>1030</sup> devaient faire l'objet d'une négociation avec le gestionnaire de réseau de stockage ou les entreprises de gaz naturel concernés. Au cours du premier semestre suivant la mise en application de la présente directive et chaque année par la suite, les entreprises devaient publier leurs principales conditions commerciales pour l'utilisation des installations de stockage.

Quant à l'accès réglementé aux installations de stockage, l'article 19 (4) a prévu qu'en vue de donner aux entreprises de gaz naturel et aux clients éligibles<sup>1031</sup> un droit d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et aux autres services auxiliaires, les États membres devaient prendre les mesures nécessaires sur la base de tarifs et d'autres clauses et obligations publiés pour l'utilisation de ces installations, lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau l'exige pour des raisons techniques et/ou économiques. En outre, ce droit d'accès pouvait être accordé aux clients éligibles en leur permettant de conclure des contrats de fourniture avec des entreprises de gaz naturel concurrentes autres que le propriétaire et le gestionnaire du réseau.

En conséquence, il convient de rappeler que les formules de l'accès négocié et réglementé aux installations ne s'ont pas appliquées aux services auxiliaires et au stockage temporaire liés aux installations de GNL qui ne sont nécessaires que pour le processus de regazéification du GNL et sa fourniture ultérieure au réseau de transport.<sup>1032</sup>

---

<sup>1028</sup> Établis à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau interconnecté.

<sup>1029</sup> Selon la note de la Commission européenne citée ci-dessus, les raisons techniques et économiques liées au caractère du marché gazier. Donc, ces raisons peuvent être la structure fondamentale de la demande, la température, les horaires de travail et les facteurs générales économiques.

<sup>1030</sup> Y compris l'accès aux installations en conduite et aux autres services auxiliaires.

<sup>1031</sup> Établies à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau interconnecté.

<sup>1032</sup> L'article 19 (2) de la directive 2003/55/CE.

### c. L'accès aux réseaux en amont

Un autre droit accès aux réseaux prévu par la directive 2003/55/CE est l'accès aux réseaux en amont.<sup>1033</sup> Les États membres sont chargés de prendre des mesures nécessaires conformément aux instruments juridiques pertinents pour assurer que « *toutes les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles peuvent, où qu'ils soient situés, obtenir l'accès aux réseaux de gazoducs en amont et aux installations fournissant des services techniques connexes à cet accès, à l'exception des parties de ces réseaux et installations utilisées pour des opérations locales de production sur le site d'un gisement où le gaz est produit* ». <sup>1034</sup>

Dans le but de rendre disponible les capacités du gaz naturel pour la sécurité et la régularité des approvisionnements en gaz naturel, les États membres devaient appliquer les objectifs d'aborder un marché concurrentiel assurant le droit d'y accéder justement aux réseaux de gazoducs en amont.<sup>1035</sup> À cet égard, les opérateurs des activités amont devaient garantir les capacités nécessaires en vue de répondre aux demandes sous certaines conditions. La capacité à fournir par les opérateurs en amont devrait être offerte avec des critères bien définis pour l'interruption.<sup>1036</sup>

Pour ce faire, l'article 20 (2) de la directive 2003/55/CE énumère ceux qui doivent être pris en compte comme suivant :

*« a) la nécessité de refuser l'accès lorsqu'il y a, dans les spécifications techniques, une incompatibilité qui ne peut être raisonnablement surmontée ;*

*b) la nécessité d'éviter les difficultés qui ne sont pas raisonnablement surmontables et qui pourraient porter préjudice à l'efficacité de la production, actuelle et prévue pour l'avenir, d'hydrocarbures, y compris sur des gisements dont la viabilité économique est faible ;*

*c) la nécessité de respecter les besoins raisonnables et dûment justifiés du propriétaire ou du gestionnaire du réseau de gazoducs en amont en matière de transport et de traitement du gaz et les intérêts de tous les autres utilisateurs du réseau de gazoducs en amont ou des installations de traitement ou de manutention qui pourraient être concernés, et*

---

<sup>1033</sup> Access to upstream gas pipelines. State of Implementation of the EU Gas Directive (98/30/CE), Directorate General for Energy and Transport European Commission, May 2000, p. 5.

<sup>1034</sup> L'article 20 (1) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1035</sup> Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2012-2021, GRTgaz, p. 8.

<sup>1036</sup> « Security of supply provisions for Gas » of 16.01.2004, p. 5, Note of DG Energy – Transport on directives 2003/54 and 2003/55 on the internal market in electricity and natural gas.



d) la nécessité d'appliquer, conformément au droit européenne, leur législation et leurs procédures administratives en matière d'octroi d'autorisations de production ou de développement en amont ».

En ce qui concerne le règlement des litiges portant sur l'accès aux réseaux de gazoducs en amont, les États membres ont prévu de veiller à mettre en œuvre un système de règlement par une autorité indépendante des parties.<sup>1037</sup> À propos des litiges transfrontaliers, le système de règlement des litiges de l'État membre de la juridiction duquel relevait le réseau des gazoducs en amont qui a refusé un tel accès était prévu applicable.

## **2. Le refus et la dérogation de l'accès au réseau**

Dans certains cas, la demande de tiers pour avoir l'accès au réseau des installations gazières peut être refusée ou bien être dérogée.

### **a. Le refus de l'accès aux réseaux**

Le droit de refus de l'accès aux réseaux des entreprises de gaz naturel a été prévu d'être attribué sous certaines conditions. Si la capacité du gaz naturel de l'entreprise en amont n'est pas suffisante, ou l'attribution d'un tel droit d'accès au réseau a le risque d'entraver de remplir les obligations de service public<sup>1038</sup>, ou s'il existe des graves obstacles économiques et financières dans le cadre des contrats « *take-or-pay* », l'entreprise de gaz naturel peut refuser la demande d'accès au réseau.

Dans le cas où le refus d'accès au réseau est fondé sur le risque établi pour les obligations de service public, les obligations du service public concernant la sécurité de l'approvisionnement devaient être conformes aux exigences de l'article 3 (2) de la directive 2003/55/CE.

### **b. L'exemption de l'accès au réseau des nouvelles infrastructures**

La directive 2003/55/CE a exigé l'accès régulé au réseau pour toutes les infrastructures du transit, de la distribution et du transport du GNL. L'article 22 (1) de la directive a prévu la possibilité de disposer de l'exemption - *sur demande* - pour ne pas attribuer aux tiers l'accès au réseau des nouvelles grandes interconnexions gazières et

---

<sup>1037</sup> L'article 20 (3) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1038</sup> « *Insofar as public service obligations concern security of supply, refusal of access should not be authorised beyond what is needed to comply with proportionate and reasonable security of supply standards generally acknowledged across the European gas industry* », « Security of supply provisions for Gas » of 16.01.2004, p. 7, Note of DG Energy - Transport on Directives 2003/54 and 2003/55 on the internal market in electricity and natural gas.

également pour les infrastructures existantes qui augmentent significativement leurs capacités et qui modifient leurs infrastructures dans le but d'enrichir de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz<sup>1039</sup> (ci-après ces derniers seront appelées comme « *nouvelles infrastructures* »). Pour que ces derniers puissent bénéficier d'une telle dérogation, les conditions suivantes devraient être remplies :

*« a) l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement;*

*b) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée;*

*c) l'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite;*

*d) des droits sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée;*

*e) la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz ni à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée ».*<sup>1040</sup>

La dérogation peut couvrir tout ou partie de la nouvelle infrastructure. Les conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'interconnexion devraient être bien déterminées au moment de l'octroi de la dérogation. Lors de l'adoption de la décision de dérogation, il était prévu de tenir compte de la durée des contrats, de la capacité additionnelle à construire ou de la modification de la capacité existante, de la perspective du projet et des circonstances nationales. Ainsi, la dérogation peut être limitée dans le temps ou selon un pourcentage spécifique de l'infrastructure ou exigé par l'entreprise gazière pour procéder à l'« *Open Season* » avant la construction de l'infrastructure.<sup>1041</sup>

En outre, il convient de noter que lorsque la décision de dérogation est accordée, les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et l'attribution de la capacité dans la mesure où cela n'empêche pas la mise en œuvre des contrats à long terme ont pu être décidés par l'autorité compétente.

---

<sup>1039</sup> L'article 22 (2) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1040</sup> L'article 22 (1) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1041</sup> « Derogations and Exemptions », JONES Christopher, EU Energy Law, Volume 1, The Internal Energy Market, Claeys / Casteels, p. 181.

En matière de dérogation octroyée aux interconnexions, toute décision de dérogation devrait être prise après avoir consulté les autres États membres ou d'autres autorités de régulation des États membres via leurs pays. La nouvelle infrastructure passera et ces dernières devraient communiquer toutes les informations utiles à la Commission européenne pour qu'elle puisse prendre décernement sa décision.

En vertu de l'article 22 (4) de la directive 2003/55/CE, les informations communiquées sont les raisons détaillées de l'attribution de la dérogation et les données financières justifiant la nécessité d'une telle dérogation de l'accès des tiers au réseau, l'analyse effectuée aux incidences de l'octroi de la dérogation sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, les raisons justifiant la durée et la part de la capacité totale de l'infrastructure gazière concernée, le résultat de la concertation avec les États membres concernés ou les autorités de régulation et toute information sur la contribution de la nouvelle infrastructure à la diversification de l'approvisionnement en gaz naturel en Europe.

Enfin, il importe de souligner que la directive a prévu que la Commission européenne aie toujours le droit de modifier et d'annuler la décision de dérogation dans un délai de deux mois suivant la réception de la notification de la décision.

## **B. Les dérogations aux engagements « *take-or-pay* »**

Une autre disposition spécifique de la directive 2003/55/CE est l'article 27 en ce qui concerne les dérogations aux engagements « *take-or-pay* ». Dans le cas où une entreprise de gaz naturel a connu ou estimé qu'elle connaissait de graves difficultés économiques et financières du fait des engagements « *take-or-pay* » qu'elle a acceptés dans le cadre d'un ou de plusieurs contrats d'achat de gaz, elle a pu adresser à l'État membre concerné, ou à l'autorité compétente désignée, une demande de dérogation temporaire.

### **1. Le procédure de dérogation aux engagements « *take-or-pay* »**

Dépendant du choix de l'État membre, les demandes étaient présentées au cas par cas soit avant soit après le refus d'accès au réseau. Les États membres ont pu également laisser à l'entreprise de gaz naturel le choix de présenter sa demande avant ou après le refus d'accès au réseau. Lorsqu'une entreprise de gaz naturel a refusé l'accès, la demande a dû être présentée sans délai. Les demandes ont dû être accompagnées de toutes les informations utiles sur la

nature et l'importance du problème et sur les efforts déployés par l'entreprise de gaz naturel pour le résoudre.

Si aucune autre solution raisonnable ne se présente, l'État membre ou l'autorité compétente désignée peut décider d'accorder une dérogation. L'État membre ou l'autorité compétente désignée a dû notifier sans délai à la Commission européenne sa décision d'accorder une telle dérogation, assortie de toutes les informations utiles concernant celle-ci. Ces informations ont pu être transmises à la Commission sous une forme résumée, lui permettant de se prononcer en connaissance de cause. Dans un délai de huit semaines à compter de la réception de la notification, la Commission peut demander que l'État membre ou l'autorité compétente désignée concernée modifie ou retire cette décision d'octroi de dérogation. Si l'État membre ou l'autorité compétente désignée concernée ne donne pas suite à cette demande dans un délai de quatre semaines, une décision définitive est prise.

## **2. Les critères afin de décider une dérogation aux contrats « *take-or-pay* »**

Les critères dont l'État membre ou l'autorité compétente désignée et la Commission européenne tiennent compte afin de prendre une décision de dérogations ont été énumérés dans l'article 27 (3) de la directive 2003/55/CE. Ce sont, en général, « *l'objectif consistant à réaliser un marché concurrentiel du gaz; la nécessité de remplir les obligations de service public et de garantir la sécurité d'approvisionnement; la situation de l'entreprise de gaz naturel sur le marché du gaz et la situation réelle de concurrence sur ce marché; la gravité des difficultés économiques et financières que connaissent les entreprises de gaz naturel et les entreprises de transport ou les clients éligibles; les dates de signature et les conditions du contrat ou des contrats en question, y compris la mesure dans laquelle elles permettent de tenir compte de l'évolution du marché; les efforts déployés pour résoudre le problème; la mesure dans laquelle, au moment d'accepter les engagements « take-or-pay » en question, l'entreprise aurait raisonnablement pu prévoir, vu les dispositions de la présente directive, que des difficultés graves étaient susceptibles de se produire; le niveau de connexion du réseau à d'autres réseaux et le degré d'interopérabilité de ces réseaux, et l'incidence qu'aurait l'octroi d'une dérogation sur l'application correcte de la présente directive en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel* ».

Une décision sur une demande de dérogation concernant des contrats « *take-or-pay* », conclus avant l'entrée en vigueur de la présente directive, ne peut mener à une situation dans laquelle il est impossible de trouver d'autres débouchés rentables. En tout état de cause, des

difficultés graves ne sont pas censées exister tant que les ventes de gaz naturel ne tombent pas en dessous du niveau des garanties de demande minimale figurant dans des contrats « *take-or-pay* » d'achat de gaz ou dans la mesure où soit le contrat « *take-or-pay* » pertinent d'achat de gaz peut être adapté, soit l'entreprise de gaz naturel peut trouver d'autres débouchés.<sup>1042</sup>

Les entreprises de gaz naturel qui n'ont pas bénéficié d'une dérogation ne refusent pas ou ne refusent plus l'accès au réseau en raison d'engagements « *take-or-pay* » acceptés dans un contrat d'achat de gaz. Toute dérogation accordée au titre des dispositions ci-dessus est dûment motivée. La Commission européenne publie la décision au Journal officiel de l'Union européenne.

### **C. Les autorités de régulation du marché gazier**

Ayant conscience de la nécessité de mettre en place une autorité compétente de régulation spécifique pour le marché de l'énergie, la première directive 98/30/CE du gaz naturel avait prévu une telle institution, mais seulement dans un cadre général. Ainsi, les autorités nationales de régulation du marché de l'énergie sont censées avoir des compétences spécifiques pour améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel à travers l'Europe pour une surveillance renforcée des activités du monopole naturel et une assurance d'octroi d'accès aux tiers au réseau d'une manière effective et non discriminatoire.

#### **1. La désignation et le statut des autorités de régulation**

Le considérant 13 de la directive 2003/55/CE a indiqué que l'existence d'une telle autorité de régulation nationale est un élément *sine qua non* pour assurer l'accès des tiers au réseau dans des conditions non discriminatoires en vue de l'ouverture totale du marché du gaz naturel. Pour mettre en place des autorités de régulation nationales, les États membres devraient préciser d'une manière claire les fonctions, compétences et pouvoirs administratifs des autorités de régulation, et ces dernières devraient partager le même ensemble minimal de compétences dans tous les États membres. À cette fin, une des compétences des autorités de régulation nationales était la détermination ou l'approbation des tarifs ou des méthodes de calcul des tarifs de transport et de distribution et des tarifs d'accès aux installations de GNL et de les publier avant leur entrée en vigueur.

---

<sup>1042</sup> « Security of Supply Provisions for Gas », Note of DG Energy - Transport on Directives 2003/54/CE and 2003/55/CE on Internal Market in Electricity and Natural Gas, 16.01.2004, p. 8.

En ce qui concerne la désignation et le statut des autorités de régulation, l'article 25 (1) de la directive 2003/55/CE a prévu que les États membres désignaient les organes compétents chargés d'exercer la fonction des autorités de régulation du marché de l'énergie. L'autorité de régulation devait être totalement indépendante du secteur gazier<sup>1043</sup>. Il convient de remarquer que rien n'avait pas prévu quant à l'indépendance de ces autorités par rapport au gouvernement.<sup>1044</sup>

Bien déterminé par l'article 25 (12) de la directive 2003/55/CE, les autorités de régulation devraient contribuer au développement du marché intérieur de l'énergie et à la création des conditions de concurrence équitables en coopérant entre elles et avec la Commission européenne dans la transparence.

## **2. Les compétences des autorités de régulation de l'énergie**

Les compétences des autorités de régulation de l'énergie sont analogues pour les marchés de l'électricité et du gaz et se divisent en trois catégories. En premier lieu, les autorités de régulation devraient exercer une mission de surveillance générale du marché gazier et chaque année elles devraient publier un rapport sur les résultats de leurs activités de surveillance.

Dans le but d'assurer la non discrimination, la concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché en surveillant plusieurs aspects relatifs au fonctionnement du marché, les autorités de régulation ont du veiller aux règles de la gestion et de l'attribution de la capacité d'interconnexion en concertation avec les autorités de régulation des États membres avec lesquels il existe des interconnexions, aux dispositifs visant à remédier à l'obstruction de réseaux de gaz nationaux, au temps nécessaire afin de raccorder ou réparer une part des systèmes des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution et à la publication des informations concernées aux interconnexions, à l'utilisation du réseau et à l'allocation des capacités par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution aux parties intéressées.

Les autorités de régulation ont également été chargées de veiller à la dissociation comptable effective afin d'assurer qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités

---

<sup>1043</sup> L'indépendance des autorités de régulation a fait sujet de la discussion doctrinale. Cette indépendance devrait également comprendre celle du Gouvernement. JONES Christopher, EU Energy Law, Volume 1, The Internal Energy Market, p. 99.

<sup>1044</sup> « En ce qui concerne la compétence phare des régulateurs, soit le contrôle préalable des conditions d'accès et des tarifs de transport, les États membres peuvent prévoir que le régulateur soumette le projet de décision à un "organe compétent de l'Etat membre" en vue d'une décision formelle. Or, dans certains pays, l'Etat détient des participations importantes dans une ou plusieurs entreprises énergétiques », WAKTARE Eleonora, « La libéralisation par le cadre législatif », Le nouveau marché de l'énergie, p. 43.

de transport, de distribution, de stockage, de GNL et de fourniture et aux conditions d'accès aux installations de stockage et au niveau de transparence et de concurrence.<sup>1045</sup>

En deuxième lieu, les autorités de régulation ont été chargées de déterminer les règles et les tarifs et d'approuver la méthodologie avant leur entrée en vigueur et de faire le contrôle préalable sur les conditions d'accès aux réseaux. Autrement dit, elles fixent les tarifs et les méthodes de calcul ou établir les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution et celles de la prestation de service d'équilibrage.

Les autorités de régulation ont été chargées d'agir en tant qu'autorité de règlement du litige.<sup>1046</sup> Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau de transport, de GNL et de distribution, un utilisateur du réseau peut adresser une plainte au régulateur qui décidera en principe dans un délai de deux mois après la réception de la plainte. Les décisions du régulateur sont susceptibles de recours.

D'ailleurs, en vertu de l'article 25 (4) de la directive 2003/55/CE, les autorités de régulation étaient dotées du pouvoir de demander aux gestionnaires de réseau de transport et de distribution, en cas de besoin, à modifier les conditions, tarifs, dispositions, mécanismes et méthodologies pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière discriminatoire.

Par la suite, l'article 25 (7) a prévu que les États membres étaient également chargés de prendre des mesures nécessaires pour faire en sorte que les autorités de régulation soient en mesure de s'acquitter de leurs obligations de manière efficace et rapide. Les autorités de régulation des États membres se sont regroupées également sous le toit de l'ERGEG<sup>1047</sup> qui avait été créé en novembre 2003 par la décision n° 2003/796/EC du 11 novembre 2003 de la Commission européenne dans le but de conseiller et d'assister la Commission européenne pour ses actions visant à consolider le marché intérieur de l'énergie en facilitant la

---

<sup>1045</sup> L'article 25 (1) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1046</sup> L'article 25 (5) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1047</sup> « The European Regulators' Group for Electricity and Gas ("ERGEG") is an advisory group to the European Commission on internal energy market issues in Europe. ERGEG was set up by the European Commission to assist the Commission in consolidating a single EU market for electricity and gas. ERGEG's members are the heads of the national energy regulatory authorities in the EU's 27 Member States. ERGEG was set up by the European Commission (Decision of 11 November 2003 2003/796/EC) as its advisory body on internal energy market issues. It is made up of the national energy regulatory authorities of the EU Member States. Its purpose is to facilitate a consistent application, in all Member States, of the provisions set out in Internal Market in Electricity Directive 2003/54/EC, Directive 2003/55/EC and Regulation (EC) No 1228/2003, as well as of possible future EU legislation in the field of electricity and gas". With the Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) fully operational (since March 2011), ERGEG was dissolved by the European Commission (Commission Decision of 16 May 2011 repealing Decision 2003/796/EC) with effect from 1 July 2011 ». SIMM Marion, The interface between Energy, Environment and Competition Rules of the European Union, 2011, p. 23.

consultation des autorités de régulation nationales et la coordination et la coopération entre ces autorités en contribuant à l'application uniforme des dispositions des directives et des règlements du deuxième paquet dans le domaine de l'électricité et du gaz.

En plus, les États membres ont pu désigner les autorités de régulation ou une autorité différente pour assurer les procédures d'autorisation<sup>1048</sup> ou licence, surveiller à la sécurité d'approvisionnement en gaz, organiser, et contrôler les appels d'offres pour la production du gaz, décider des dérogations aux contrats « *take-or-pay* » et régler les litiges en ce qui concerne l'accès aux infrastructures du gaz en amont.

## **SECTION 2.**

### **LES TARIFS D'ACCÈS AUX RÉSEAUX ET**

### **LES MÉCANISMES D'ATTRIBUTION DES CAPACITÉS**

L'accès effectif et non discriminatoire des tiers aux réseaux de transport de gaz est une condition indispensable pour l'existence d'un marché intérieur du gaz véritablement compétitif dans l'Union européenne. À cet égard, la directive 2003/55/CE a considérablement

---

<sup>1048</sup> L'article 4 de la directive 2003/55/CE dispose que « Dans le cas où la construction ou l'exploitation d'installations de gaz naturel nécessite une autorisation en tant qu'une licence, un permis, une concession, un Accord ou une approbation, les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent accordent des autorisations de construction et/ou d'exploitation de ces installations, gazoducs et équipements connexes sur leur territoire. Sur la même base, des autorisations pour la fourniture de gaz naturel et des autorisations à des clients grossistes ».



contribué à l'accès des tiers au réseau en apportant des dispositions assez rigoureuses dans le but de créer un marché intérieur du gaz.

Ensuite, au cadre réglementaire, le règlement n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel est entré en vigueur afin de compléter le deuxième paquet gazier qui ne composait que des dispositions de la directive 2003/55/CE sur l'achèvement du marché intérieur du gaz<sup>1049</sup> en lui rajoutant les modifications structurelles et techniques nécessaires pour lever les obstacles confrontés notamment en matière d'échanges de gaz.

En pratique, le but de la directive 2003/55/CE était qu'à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004 les clients industriels, et à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007 les clients domestiques pouvaient librement choisir leur fournisseur de gaz. Aux fins d'aborder un degré d'harmonisation minimal dans le marché intérieur du gaz naturel, le règlement n° 1775/2005 a imposé des principes supplémentaires et élémentaires, principalement, en ce qui concerne les services relatifs à l'accès des tiers, les principes régissant les mécanismes d'attribution des capacités, les procédures de gestion de la congestion ainsi que les exigences de transparence.<sup>1050</sup>

En vue de garantir la mise en place intégrale dans tous les États membres des règles définies dans les lignes directrices<sup>1051</sup>, l'objectif essentiel du règlement n° 1775/2005 était de suivre des principes fondamentaux concernant l'accès au réseau et les services d'accès des tiers, la gestion de la congestion, la transparence, l'équilibrage et les échanges de droit à capacité et de fournir une garantie minimale quant à des conditions d'accès au marché uniforme dans la pratique.

## **§ 1. Les tarifs d'accès aux réseaux**

En tenant compte des particularités des marchés nationaux et régionaux, le règlement n° 1775/2005 a déterminé sa cible dans son premier article en tant qu'établir des règles non discriminatoires afin de définir les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel pour garantir le bon fonctionnement du marché gazier. L'article 1 (2) du règlement n° 1775/2005 donne le choix aux États membres de créer une entité pour procéder aux fonctions habituellement confiées au gestionnaire de réseau de transport qui serait soumis aux dispositions du règlement.

---

<sup>1049</sup> [http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/internal\\_energy\\_market/127078\\_fr.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/internal_energy_market/127078_fr.htm) (consulté le 1 décembre 2013).

<sup>1050</sup> Le considérant 1 du règlement n° 1775/2005.

<sup>1051</sup> En matière de bonnes pratiques adoptées en 2002 par le Forum européen de régulation du gaz et les règles des « deuxièmes lignes directrices en matière de bonnes pratiques » approuvées dans le Forum des 24 et 25 septembre 2003.

Le règlement n° 1775/2005 a visé à indiquer des principes harmonisés pour les tarifs d'accès au réseau et les méthodologies de calcul de ces tarifs, l'établissement de service d'accès des tiers et des principes harmonisés pour l'attribution des capacités et la gestion de la congestion, la détermination des exigences de transparence, des règles et des redevances d'équilibrage et la facilitation des échanges de capacités.

## **A. Les tarifs d'accès aux réseaux et modalités des services d'accès des tiers**

Le calcul des tarifs d'accès aux réseaux a dû impérativement prendre en considération de coûts réels supportés<sup>1052</sup> ainsi que la nécessité d'offrir un rendement approprié des investissements et des incitations à la construction de nouvelles infrastructures.<sup>1053</sup> À cet égard, en présence d'une concurrence réelle entre gazoducs, l'analyse comparative des tarifs par les autorités de régulation représente un élément de réflexion important.

En vue d'établir les tarifs d'accès aux réseaux, le recours à des modalités faisant appel au marché gazier a également dû être compatible avec les dispositions de la directive 2003/55/CE. Les tarifs d'accès aux réseaux ont dû tenir compte non seulement du maintien de l'intégrité du système<sup>1054</sup>, mais aussi de son amélioration pour l'incitation aux investissements et à la construction de nouvelles infrastructures.

Quant aux critères et méthodologies pour déterminer les tarifs d'accès au réseau, les tarifs établis par les gestionnaires de réseau ont dû être appliqués de façon transparente et non discriminatoire. Selon l'article 3 (1) du règlement n° 1775/2005, les tarifs ou leurs méthodologies de calcul appliqués par les gestionnaires de réseau de transport et approuvés par les autorités de régulation<sup>1055</sup> ont dû révéler les coûts réels supportés.<sup>1056</sup> Les États membres se sont également vus attribuer la faculté d'arrêter que les tarifs ont pu être fixés selon les modalités faisant appel au marché gazier pour autant que ces modalités et les recettes qu'elles génèrent soient approuvées par les autorités de régulation du marché de l'énergie.

En outre, les tarifs ou les méthodologies de calcul des tarifs ont dû faciliter l'efficacité des échanges de gaz et de la concurrence et viser à éviter les subventions croisées entre les

---

<sup>1052</sup> Dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents.

<sup>1053</sup> Le considérant 7 du règlement n° 1775/2005.

<sup>1054</sup> La garantie du transport de gaz d'un point de vue technique, notamment concernant la pression et la qualité du gaz.

<sup>1055</sup> Conformément à l'article 25 (2) de la directive 2003/55/CE.

<sup>1056</sup> « ...dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et tout en comprenant un rendement approprié des investissements, et prennent en considération les analyses comparatives des tarifs réalisées par les autorités de régulation », cité de l'article 3 (2) du règlement n° 1775/2005.

utilisateurs du réseau, inciter aux nouveaux investissements et instaurer l'interopérabilité des réseaux de transport.

Dans les cas où la différence entre les structures des tarifs ou des mécanismes d'équilibrage font obstacles entre des réseaux de transport, les gestionnaires de réseaux de transport ont dû s'employer activement à faire converger les structures tarifaires et les principes de tarification, y compris en ce qui concerne l'équilibrage.

## **B. Les modalités des services d'accès des tiers au réseau de transport de gaz**

En vertu des dispositions générales du règlement n° 1775/2005, les gestionnaires de réseau de transport de gaz ont été tenus d'offrir leurs services à l'ensemble des utilisateurs sur une base non discriminatoire. Pour ce faire, ils ont dû proposer le même service aux différents utilisateurs dans des conditions contractuelles identiques.<sup>1057</sup> Le gestionnaire de réseau de transport a dû choisir d'établir des contrats de transport harmonisés ou un code de réseau commun approuvé par l'autorité compétente conformément à la procédure prévue à l'article 25 de la directive 2003/55/CE.<sup>1058</sup>

Les gestionnaires de réseau de transport ont dû offrir aux tiers des services d'accès fermes<sup>1059</sup> qu'interruptibles. Le prix de la capacité interruptible<sup>1060</sup> reflète la probabilité d'interruption. En plus, ils ont dû offrir aux utilisateurs du réseau des services non seulement à long terme, mais aussi à court terme.

Selon l'article 3 (2) du règlement, en ce qui concerne les tarifs prévus par les contrats de transport comportant une date d'entrée en vigueur non standard, ou signés pour une durée inférieure à celle d'un contrat-type de transport annuel, ils ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement élevés ou réduits ne reflétant pas la valeur commerciale du service.

En outre, dans le cas nécessaire, à condition que les utilisateurs du réseau<sup>1061</sup> fournissent des garanties de solvabilité appropriées qui sont convenables à l'accès au marché

---

<sup>1057</sup> Cela n'implique néanmoins pas que les autres gestionnaires de réseau de transport ont du être tenus de proposer des conditions contractuelles identiques, excepté les exigences contractuelles minimales.

<sup>1058</sup> L'article 4 (1) du règlement 1775/2005.

<sup>1059</sup> Le « *service ferme* » a été défini dans l'article 2 (17) du règlement 1775/2005 comme « tout service offert par le gestionnaire de réseau de transport en rapport avec une capacité ferme ».

<sup>1060</sup> La « *capacité interruptible* » a été définie dans l'article 2 (13) du règlement 1775/2005 comme « la capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le gestionnaire de réseau de transport selon les conditions stipulées dans le contrat de transport ».

<sup>1061</sup> L'« *utilisateur du réseau* » a été défini dans l'article 2 (11) du règlement n° 1775/2005 en tant que « tout client ou client potentiel d'un gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de transport eux-mêmes, dans la mesure où cela leur est nécessaire pour remplir leurs fonctions en matière de transport ».

gazier et non-discriminatoires, transparentes et proportionnées, des services d'accès ont pu être également proposés aux tiers.

## **§ 2. Les mécanismes d'attribution et les règles d'équilibrage**

Ayant apporté les dispositions générales sur l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et une annexe sur les services d'accès des tiers sur les lignes directrices, le règlement n° 1775/2005 a également prévu ceux plus spécifiques en tant que les mécanismes d'attribution des capacités et les règles d'équilibrage et les règles et les redevances d'équilibrage.

### **A. Les mécanismes d'attribution des capacités et les règles d'équilibrage**

Le gestionnaire de réseau met à la disposition des utilisateurs du marché gazier la capacité technique maximale du réseau à tous les points, en tenant compte de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau.<sup>1062</sup> L'attribution des capacités se réalise sur la base de mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités.

Les mécanismes d'attribution ont dû fournir des indices économiques appropriés qui permettent d'exploiter la capacité technique de manière efficace et optimale et favoriser les nouveaux investissements dans les infrastructures. Il est à noter également que tout en étant flexibles et adaptables en fonction de l'évolution des conditions du marché énergétique, les mécanismes d'attribution ont dû être compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges et avec les régimes d'accès au réseau des États membres.

En outre, l'article 5 (3) du règlement a précisé les principes à suivre lors de la conclusion de nouveaux contrats de transport ou de la renégociation des contrats de transport existants. Le premier principe est qu' en cas de congestion contractuelle, le gestionnaire de réseau de transport a dû offrir la capacité inutilisée sur le marché primaire<sup>1063</sup> au moins sur une base d'arrangement à court terme et interruptible. Le deuxième principe, si les utilisateurs

---

<sup>1062</sup> L'article 5 (1) du règlement n° 1775/2005.

<sup>1063</sup> Le « *marché primaire* » a été défini dans l'article 2 (22) du règlement comme suivant « le marché des capacités échangées directement par le gestionnaire de réseau de transport ».

du réseau du gaz voulaient revendre ou sous - louer leur capacité contractuelle inutilisée<sup>1064</sup> sur le marché secondaire<sup>1065</sup>, ils ont été autorisés à le faire.

En cas de congestion contractuelle<sup>1066</sup>, lorsque cette dernière produit une capacité contractuelle fixée dans le cadre des contrats de transport en vigueur est inutilisée, les gestionnaires de réseau de transport ont pu appliquer les principes de mécanisme d'attribution cités ci-dessus à moins que cela n'enfreigne pas les dispositions des contrats de transport en vigueur. Dans le cas où cette mesure enfreigne les contrats de transport en vigueur, les gestionnaires de réseau de transport ont dû soumettre à l'utilisateur du réseau une demande visant à utiliser la capacité inutilisée sur le marché secondaire.

En cas de congestion physique<sup>1067</sup>, le gestionnaire de réseau de transport ou les autorités de régulation appliquent des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités.

## **B. Les règles et les redevances d'équilibrage**

En considérant des ressources du gestionnaire du réseau de transport et reflétant des besoins véritables du système, les règles d'équilibrage ont été prévues de façon équitable, non discriminatoire et transparente, et ont dû reposer sur des critères objectifs afin d'équilibrer le réseau et de garantir le bon fonctionnement du marché gazier.

Le gestionnaire de réseau de transport établit, par ailleurs, des règles d'équilibrage techniques équitables et transparentes afin de garantir la continuité de la fourniture de gaz. En effet, il faut s'assurer que la pression du réseau est constamment maintenue à un certain niveau, ce qui dépend de l'équilibre entre les entrées et les sorties du gaz sur les réseaux de transport. Il transmet aux utilisateurs les informations utiles sur la situation d'équilibrage et ces derniers prennent alors les mesures correctives nécessaires.

Dans le cas de systèmes d'équilibrage non commerciaux, les marges de tolérance ont été définies de manière à refléter les variations saisonnières, ou à aboutir à des marges de tolérance plus grandes que celles liés aux variations saisonnières, et qui reflètent les capacités

---

<sup>1064</sup> La « *capacité inutilisée* » défini dans l'article 2 (4) comme « la capacité ferme obtenue par un utilisateur du réseau au titre d'un contrat de transport mais que cet utilisateur n'a pas nommée à l'échéance du délai fixé dans le contrat ».

<sup>1065</sup> Le « *marché secondaire* » défini dans l'article 2 (6) du règlement comme « le marché des capacités échangées autrement que sur le marché primaire ».

<sup>1066</sup> La « *congestion contractuelle* » défini dans l'article 2 (21) comme « une situation dans laquelle le niveau de la demande de capacité ferme dépasse la capacité technique ».

<sup>1067</sup> La « *congestion physique* » défini dans l'article 2 (23) du règlement n° 1775/2005 comme « une situation dans laquelle le niveau de la demande de fournitures effectives dépasse la capacité technique à un moment donné ».

techniques réelles du réseau. En tenant compte des ressources des gestionnaires de réseau de transport, les marges de tolérance ont dû refléter les besoins véritables du système.<sup>1068</sup>

Quant aux redevances d'équilibrage, ayant le but d'éviter les subventions croisées entre utilisateurs du réseau et n'empêchent pas l'accès des nouveaux entrants sur le marché, elles doivent refléter les coûts dans la mesure du possible et elles ont dû être indicatives pour que les utilisateurs du réseau puissent équilibrer leurs injections et leurs enlèvements de gaz. Il convient de préciser ici que tous les tarifs finals et toute méthodologie de calcul des redevances d'équilibrage, ont dû être publiés par les autorités compétentes ou le gestionnaire de réseau de transport.

D'ailleurs, en vue de permettre aux utilisateurs du réseau de prendre des mesures appropriées pour équilibrer le réseau de transport, les gestionnaires de ce dernier ont dû fournir des informations suffisantes, opportunes et fiables sur la situation d'équilibrage des utilisateurs de réseau par voie électronique. En cas de déséquilibre dans le réseau de transport lors de l'injection ou l'enlèvement, les gestionnaires de réseau de transport ont eu le droit de sanctionner les utilisateurs. Les États membres ont été chargés de veiller à ce que les gestionnaires de réseau de transport s'efforcent d'harmoniser les régimes d'équilibrage et de rationaliser les structures et les niveaux des redevances d'équilibrage pour faciliter le commerce du gaz.

En outre, le règlement n° 1775/2005 a également établi les règles fondamentales des échanges de droits à capacité qui sont un élément indispensable afin de développer un marché concurrentiel et créer la liquidité.<sup>1069</sup> L'article 8 du règlement définit que chaque gestionnaire de réseau de transport doit prendre des mesures raisonnables pour faire en sorte que les droits à capacité puissent être librement échangés et pour faciliter ces échanges.

Les entreprises acquérant des droits à capacité ont été dotées du droit de les revendre à d'autres entreprises autorisées, de manière à assurer un niveau suffisant de liquidité sur le marché des capacités. Donc, les utilisateurs du réseau se sont vus octroyés la liberté d'échanger librement leurs droits à capacité en revendant ou sous - louant leur capacité inutilisée. Ces échanges ont constitué un élément essentiel pour le développement d'un marché intérieur concurrentiel et la création de liquidité sur le marché.

---

<sup>1068</sup> L'article 7 (2) du règlement n° 1775/2005.

<sup>1069</sup> Le considérant 15 du règlement n° 1775/2005.

À cet égard, chaque gestionnaire de réseau de transport a dû élaborer des contrats de transport et des procédures harmonisés sur le marché primaire afin de favoriser l'échange secondaire de capacités et de reconnaître le transfert des droits principaux à capacité. Il convient de rappeler que tous les contrats de transport et les procédures harmonisés ont dû notifiés aux autorités de régulation du marché de l'énergie.

## **CHAPITRE II**

### **LES EFFETS JURIDIQUES DE LA DIRECTIVE 2003/55/CE SUR LE MARCHÉ GAZIER EN FRANCE**

Dans le but de transposer le deuxième paquet énergie, le législateur français a préparé une nouvelle loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du

gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi 2004 - 803 du 9 août 2004 »). Sous ce chaquitre, nous évoquerons la loi du 2004 - 803 du 9 août 2004 (Section 1) et d'autres lois entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergétique (Section 2) en ce qui concerne le marché gazier<sup>1070</sup> en France.<sup>1071</sup>

## **SECTION 1.**

### **LA LOI N° 2004 - 803 DU 9 AOÛT 2004 RELATIVE AU SECTEUR PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ ET AUX ENTREPRISES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES**

#### **§ 1. Les lignes directrices de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004**

##### **A. Le service public**

---

<sup>1070</sup> Sous le chapitre de ce travail doctoral intitulé « Les effets juridiques de la directive 2003/54/CE sur le marché électrique en France », nous évoquons également les dispositions de ces lois concernant le marché électrique en France. Afin d'éviter la répétition de l'analyse des dispositions des lois citées ci-dessus, nous référons aux sections concernées.

<sup>1071</sup> La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et la loi n° 2006 -1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. MARCOU Gérard, L'exigence constitutionnelle de transposition des directives et les tarifs réglementés de l'électricité et du gaz, AJDA, 2007, p. 473.



Aux termes du premier article de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004, les objectifs et les modalités de mise en oeuvre des missions de service public qui sont assignées à GDF par la loi n° 46 - 628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation du gaz, la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie et la présente loi font l'objet de contrats conclus entre l'État et GDF. Ce contrat de service a pour but de comporter des objectifs destinés à garantir un niveau élevé de qualité de service pour les consommateurs et le maintien d'un effort de recherche significatif ainsi que les modalités de leur financement. Compte tenu de l'importance des missions et des obligations de service public dans le secteur gazier, ce contrat a un champ étendu qui couvre les dispositions des contrats prévus par l'article 29 de la loi n° 95 - 115 d'orientation pour l'aménagement du territoire ainsi que celles de l'article 140 de la loi n° 2001 - 420 relative aux nouvelles régulations économiques.

Dans le cadre de leurs activités, en particulier de gestionnaires de réseaux, GDF devrait contribuer à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs domestiques, de l'harmonisation de ces tarifs pour le gaz et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Par convention, GDF pouvait créer des services communs dotés ou non de la personnalité morale. La création d'un service commun est obligatoire dans le secteur de la distribution, pour la construction des ouvrages, la maîtrise d'oeuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, les opérations de comptage ainsi que d'autres missions afférentes à ces activités.

## **B. Les entreprises gestionnaires de réseaux de transport de gaz**

L'ouverture maîtrisée et progressive des marchés du gaz nécessite de garantir un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et de distribution qui sont au cœur du fonctionnement des systèmes gaziers. Afin d'assurer l'indépendance managériale des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution dans l'exercice de leurs missions tout en respectant le droit des actionnaires à veiller sur leurs intérêts patrimoniaux. Les activités de transport du gaz doivent être exploitées par des personnes juridiques distinctes de celles qui exercent une activité de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz.

Dans ce contexte, il conviendra d'analyser les dispositions sur le principe de l'indépendance juridique des gestionnaires de réseaux de transport et mesures organisationnelles complémentaires. Aux termes de l'article 3, les activités de gestion des réseaux de transport par des entreprises juridiquement distinctes de celles qui exercent des activités de nature concurrentielle seraient séparées au plus tard à la date du 1<sup>er</sup> juillet 2004.

Aux termes de l'article 11 de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004, afin d'assurer de l'absence de subvention croisée entre une activité régulée et d'autres activités, en France, l'objet légal de ces entreprises peut comprendre l'exercice direct ou indirect de toute activité de construction ou d'exploitation d'un réseau de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié ainsi que de toute activité de stockage de gaz. L'exercice de ces mêmes activités et de toute activité de gestion ou de valorisation des infrastructures des réseaux d'énergie ne peut être qu'indirect c'est-à-dire ne peut se réaliser que par le biais de participations ou de filiales.

Le capital de la société gestionnaire de réseaux de transport de gaz issue de la séparation juridique imposée à GDF est détenu en totalité par GDF, l'État ou d'autres entreprises ou organismes appartenant au secteur public. Cette société est régie par les lois applicables aux sociétés anonymes. Les autorisations administratives nécessaires à l'exercice des activités de transport de gaz, d'exploitation d'installations de gaz naturel liquéfié, de stockage ou de fourniture de gaz sont transférées de plein droit aux sociétés bénéficiaires des transferts.

## **1. La distribution du gaz**

Quant aux distributeurs du gaz, l'article 13 prévoit que lorsqu'une entreprise de gaz exploite un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et exerce une ou plusieurs autres activités dans le même secteur, elle constitue en son sein un service chargé de la gestion du réseau de distribution, indépendant, sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités.

En outre, les personnes responsables de la gestion d'un réseau de distribution de gaz qui dessert, sur le territoire métropolitain, plus de 100 000 clients, ne peuvent avoir de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. Lorsqu'elles exercent la direction générale du réseau, se voient confier leur mission pour un mandat d'une durée déterminée et attribuer les moyens nécessaires à son exécution. Elles assurent l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux de

distribution d'électricité ou de gaz de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz, et réunissent dans un code de bonne conduite, adressé à la Commission de régulation de l'énergie, les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau.

Les statuts de la société gestionnaire d'un réseau de distribution de gaz à laquelle appartient le service gestionnaire du réseau doivent comporter des dispositions propres à concilier l'indépendance d'action des responsables de la gestion du réseau et la préservation des droits des actionnaires ou des prérogatives des dirigeants de l'entreprise intégrée.

À cet effet, les actionnaires ou les dirigeants de l'entreprise doivent pouvoir notamment exercer un contrôle sur la fixation et l'exécution du budget du gestionnaire de réseau ; être consultés préalablement aux décisions d'investissement sur les réseaux.

## **2. L'organisation des entreprises gazières**

Créée par la loi du 8 avril 1946 sous la forme d'établissements publics industriels et commerciaux qui lui avait permis de réussir dans un contexte national et monopolistique, GDF devrait adapter sa forme juridique aux évolutions actuelles de l'environnement énergétique marqué par l'ouverture progressive et maîtrisée du marché français à la concurrence et par la constitution d'un marché européen intégré de l'énergie.

En vertu de l'article 24 de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004, GDF sont transformés en sociétés dont l'État détient plus de 70 % du capital et elle est régie par les lois applicables aux sociétés anonymes. Cette transformation ne permet aucune remise en cause de ces biens, droits, obligations, contrats et autorisations et n'a eu, en particulier, aucune incidence sur les contrats conclus avec des tiers par GDF et les sociétés. Les opérations entraînées par cette transformation ne donnent pas lieu à la perception de droits, impôts ou taxes de quelque nature que ce soit. Suite à cette transformation, les attentes des clients évoluent vers la fourniture conjointe d'électricité, de gaz et de services associés par un même opérateur.

### **§ 2. Les lignes secondaires de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004**

#### **A. L'accès des tiers aux stockages de gaz naturel**

Pour assurer le bon fonctionnement des stockages de gaz naturel, l'article 38 de la loi 2004 - 803 du 9 août 2004 a inséré des nouvelles dispositions à la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier

2003. Tout d'abord, les stocks de gaz naturel permettent d'assurer en priorité le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux raccordés aux stockages souterrains de gaz naturel, la satisfaction directe ou indirecte des besoins des clients domestiques et de ceux des autres clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture interrompible ou assurant des missions d'intérêt général, le respect des autres obligations de service public prévues.<sup>1072</sup>

Un article 30 - 2 a été inséré dans la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 comme suivant « *Tout fournisseur détient en France, à la date du 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants, compte tenu de ses autres instruments de modulation, pour remplir pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte de clients mentionnés au troisième alinéa de l'article 30 - 1. Il déclare au ministre chargé de l'énergie les conditions dans lesquelles il respecte cette obligation* ».

Il a également été prévu que l'accès des fournisseurs, de leurs mandataires et, par l'intermédiaire de leurs fournisseurs, des clients éligibles aux stockages souterrains de gaz naturel étaient garantis dans la mesure où la fourniture d'un accès efficace au réseau à des fins d'approvisionnement l'exige pour des raisons techniques ou économiques. À compter de la date de publication de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, tout fournisseur ou mandataire ayant accès à une capacité de stockage et cessant d'alimenter directement ou indirectement un client libère au profit du nouveau fournisseur de ce client une capacité de stockage permettant à celui-ci de satisfaire l'obligation. Ces dispositions s'appliquent aux contrats en cours et ne font pas obstacle à l'utilisation des installations de stockage souterrain de gaz naturel par l'opérateur qui les exploite pour respecter ses obligations de service public.

## **1. Les modalités de l'accès aux stockages**

Les modalités de l'accès aux capacités de stockage et en particulier son prix devraient être négociés dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Lorsqu'un opérateur exerce à la fois des activités de transport et de stockage, il tient une comptabilité interne séparée pour chacune de ces deux activités. Lorsqu'un opérateur exploite au moins deux stockages souterrains de gaz naturel, il communique au ministre chargé de l'énergie les

---

<sup>1072</sup> L'article 30 - 1 de la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003.

conditions d'attribution des capacités en fonction des clients alimentés et des capacités disponibles.

Lorsque l'opérateur d'un stockage souterrain et l'utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations. Les contrats et protocoles relatifs à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel sont transmis au ministre chargé de l'énergie et, à sa demande, à la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités de la gestion de l'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel sont définies par décret en Conseil d'État.

Quant aux conditions de refus d'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel, l'article 41 de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 les énumère. Selon ce dernier, s'il y a un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage souterrain de gaz naturel ou un ordre de priorité fixé par le Ministre chargé de l'énergie pour assurer le respect des obligations de service public, ou bien l'accès n'est pas nécessaire sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients dans les conditions contractuellement prévues.

Lorsque les conditions techniques et économiques de gestion des réseaux le permettent et sous réserve du respect des obligations de service public des gestionnaires des réseaux de distribution et de transport de gaz naturel concernés, un accès aux capacités de stockage en conduite a été garanti aux fournisseurs de gaz naturel, à leurs mandataires et, par l'intermédiaire de leurs fournisseurs, aux clients éligibles. Les gestionnaires des réseaux de transport de gaz naturel assurent une fourniture temporaire du gaz en cas de défaillance d'un fournisseur. À cette fin, les capacités de stockage en conduite leur étaient réservées en priorité.<sup>1073</sup>

## **2. La procédure d'autorisation**

Le ministre chargé de l'énergie peut autoriser l'exploitant d'une installation de gaz naturel liquéfié ou de stockage de gaz naturel ou d'un ouvrage d'interconnexion avec un réseau de transport de gaz naturel situé sur le territoire d'un autre État membre de la Communauté européenne à déroger, pour tout ou partie de cette installation ou de cet ouvrage.

---

<sup>1073</sup> L'article 30 - 6 de la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003.

Cette dérogation est accordée à l'occasion de la construction ou de la modification de cette installation ou de cet ouvrage à la condition que cette construction ou que cette modification contribue au renforcement de la concurrence dans la fourniture de gaz et à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et qu'elle ne puisse être réalisée à des conditions économiques acceptables sans cette dérogation. Le champ et la durée de la dérogation, les conditions dans lesquelles le bénéficiaire est autorisé à refuser de conclure un contrat d'accès à l'installation ou à l'ouvrage concerné sont définis par la décision de dérogation du ministre.

Ces conditions sont définies afin de garantir que la dérogation ne porte atteinte ni au fonctionnement du réseau de transport auquel l'installation ou l'ouvrage est raccordé ni à la concurrence sur le marché du gaz naturel.

## **B. Les dispositions transitoires**

Le bilan de GDF au 31 décembre 2004 est constitué à partir du bilan des établissements publics GDF au 31 décembre 2003 et des comptes de résultat de l'exercice 2004. Les charges ou produits exceptionnels s'imputent sur la situation nette respective de GDF. Cette imputation vaut comptabilisation par compte de résultat pour l'application des règles fiscales.<sup>1074</sup>

Les statuts initiaux de GDF seront déterminés par décret, leurs modifications ultérieures pouvant intervenir selon le droit européen des sociétés. La transformation de GDF en société anonyme interviendra à la date de publication de ces décrets, qui devrait être pris avant le 31 décembre 2004. La continuité des mandats des représentant des salariés aux conseils d'administration de GDF après sa transformation en société anonyme.

La loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 a également abrogé différentes dispositions de la loi du 15 février 1941 conféraient des pouvoirs exorbitants du droit européen au ministre en matière de gaz de ville. Puisque ces dispositions ne répondaient plus aux besoins actuels tant d'un point de vue technique que politique. Elle a abrogé différentes dispositions de la loi du 8 avril 1946 qui avait devenue obsolètes du fait du changement de statut des opérateurs, de l'évolution des marchés ou qui ont épuisé leurs effets.

---

<sup>1074</sup> Les dispositions du premier alinéa de l'article L. 228 - 39 du code de commerce ne sont pas applicables à GDF en 2004, 2005 et 2006.

Il s'agissait des articles plutôt relatifs aux modalités d'organisation et de fonctionnement, à la gestion financière, au contrôle des comptes et à la responsabilité des administrateurs des deux établissements publics nationaux à caractère industriel et commercial et à la constitution de leur capital, à la nationalisation et plus particulièrement au transfert des biens, droits et obligations des entreprises dont la totalité ou une partie de l'activité a été nationalisée en application de la loi du 8 avril 1946 et au sort des biens qui ne sont pas affectés à une activité nationalisée, aux modalités d'indemnisation des actionnaires ou associés des entreprises nationalisées, aux modalités de liquidation des entreprises nationalisées, aux établissements publics régionaux de distribution.

## **SECTION 2.**

### **D'AUTRES LOIS ENTRÉES EN VIGUEUR À LA SUITE DU DEUXIEME PAQUET ENERGETIQUE**

L'ouverture complète des marchés gaziers au niveau européen, conformément à la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 devrait être effective au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Pour ce faire, on a demandé aux États membres de transposer les dispositions de la directive gazière en leur droit national avant cette date prévue. La France a, tout d'abord, fait entrer en vigueur la loi n°

2004 - 803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, ensuite les lois n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (§ 1) et n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie (§ 2). Sous cette section, nous évoquerons les dispositions de ces lois en ce qui concerne le marché gazier en France.

## **§ 1. La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique**

Dans le cadre de l'axe de la politique énergétique de la diversification du bouquet énergétique de la France, cette dernière a prévu des politiques pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la France dans le domaine du gaz, du pétrole et du charbon pour la production d'électricité en semi-base et en pointe.

### **A. La stratégie énergétique nationale**

Afin d'assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins, s'agissant notamment du transport et de la distribution d'énergie, il importait de développer les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour concourir à l'aménagement équilibré du territoire et garantir la sécurité d'approvisionnement de chaque région française, de faciliter la réalisation des investissements nécessaires à la construction de gazoducs entre pays producteurs et pays consommateurs, en particulier en préservant le recours aux contrats de long terme et de développer la filière du gaz naturel liquéfié.

L'État veille également au développement et à la bonne utilisation des stockages de gaz ainsi qu'au maintien d'un niveau de stock permettant de préserver la sécurité d'approvisionnement en cas d'événement climatique exceptionnel.

### **B. La maîtrise de la demande d'énergie**

Les personnes morales qui vendaient de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes annuelles excèdent un seuil ainsi que les personnes physiques et morales qui vendent du fioul domestique aux consommateurs finals étaient soumises à des obligations d'économies d'énergie. Elles pouvaient se libérer de ces obligations soit en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie, soit en acquérant des certificats d'économies d'énergie.



L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution d'électricité et de gaz peut exercer des missions de conciliation en vue du règlement de différends relatifs à la fourniture d'énergie de dernier recours<sup>1075</sup>, qui lui seraient soumis par les consommateurs éligibles raccordés à son réseau ou leurs fournisseurs.

De nouvelles dispositions ont été insérées dans les diverses lois. L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales a été complété par la disposition suivante : « *Les communes, leurs établissements publics de coopération intercommunale ou leurs syndicats mixtes qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel ou dont les travaux de desserte ne sont pas en cours de réalisation peuvent concéder la distribution publique de gaz à toute entreprise agréée à cet effet par le ministre chargé de l'énergie, dans les conditions précisées à l'article 25-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée. Ces communes et ces établissements peuvent créer une régie agréée par le ministre chargé de l'énergie, avoir recours à un établissement de ce type existant ou participer à une société d'économie mixte existante* ».

Aux termes de l'article 52 de la loi n° 2005-781, après le deuxième alinéa du premier article de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, a été insérés cet alinéa ainsi rédigé: « *La Commission de régulation de l'énergie surveille, dans les conditions fixées par un décret en Conseil d'État, les transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières. Ce décret est pris après avis de la commission* ».

Ensuite, l'article 70 de la loi n° 2005-781 a inséré l'article 45 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz et est ainsi rédigé: « *Le Conseil supérieur de l'énergie est consulté sur: « 1° L'ensemble des actes de nature réglementaire émanant de l'État intéressant le secteur de l'électricité ou du gaz, à l'exception de ceux qui relèvent du domaine de compétence de la Caisse nationale des industries électriques et gazières* ».

Les fournisseurs de gaz naturel communiquent au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel qu'ils utilisent leurs prévisions de livraisons à l'horizon de six mois afin de lui permettre de satisfaire aux obligations de service public prévues à l'article 16 et, en

---

<sup>1075</sup> Mentionnée à l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée et à l'article 16 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée.

particulier, de vérifier que le dimensionnement du réseau permet l'alimentation des clients en période de pointe.<sup>1076</sup>

Les distributeurs de gaz naturel ou de tout autre gaz combustible utilisant des réseaux publics de distribution et les transporteurs de gaz naturel informent les communes sur le territoire desquelles sont situés les réseaux qu'ils exploitent ou, le cas échéant, leurs établissements publics de coopération intercommunale ou les syndicats mixtes, lorsque la compétence afférente à la distribution publique de gaz leur a été transférée, et l'autorité administrative de l'État territorialement compétente en matière de réglementation et de police du gaz, du tracé et des caractéristiques physiques des infrastructures qu'ils exploitent. Ils maintiennent à jour les cartes de ces réseaux.<sup>1077</sup>

Les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, notamment à la demande des opérateurs. Les tarifs sont publiés au Journal officiel par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

En plus, à la demande du ministre chargé de l'énergie, le Conseil supérieur de l'énergie a été doté de la capacité d'émettre des avis concernant la politique en matière d'électricité, de gaz et d'autres énergies fossiles, d'énergies renouvelables et d'économies d'énergie.

Les communes ou leurs établissements publics de coopération qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel ou dont les travaux de desserte ne sont pas en cours de réalisation peuvent concéder la distribution publique de gaz à toute entreprise agréée à cet effet par le ministre chargé de l'énergie. Ces communes et ces établissements peuvent créer une régie agréée par le ministre chargé de l'énergie, avoir recours à un établissement de ce type existant ou participer à une société d'économie mixte existante.<sup>1078</sup>

L'agrément valait pour les entreprises qui souhaitaient distribuer du gaz naturel ou tout autre gaz combustible par un réseau public de distribution. Cet agrément est délivré en fonction des capacités techniques, économiques et financières de l'entreprise. Les conditions

---

<sup>1076</sup> L'article 16-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

<sup>1077</sup> L'article 22-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

<sup>1078</sup> L'article 25 - 1 de la loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003.

et les modalités de délivrance, de maintien, de retrait et de publicité de l'agrément étaient précisées par décret en Conseil d'État.

Tout raccordement d'un consommateur de gaz dans une commune raccordée au réseau de gaz naturel s'effectue en priorité sur le réseau public de distribution, sauf si l'importance du volume de consommation envisagé ne permet pas le raccordement sur ce réseau. Dans ce cas, le raccordement du consommateur peut, sous réserve de l'accord du gestionnaire du réseau de distribution, s'effectuer sur le réseau de transport. Les cahiers des charges annexés aux conventions de concession ou les règlements de service des régies gazières précisent les conditions de raccordement aux réseaux.

Le gestionnaire du réseau public de distribution de gaz peut demander une participation au demandeur pour un raccordement. Les conditions et les méthodes de calcul des participations sont fixées de façon transparente et non discriminatoire. Elles sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie et consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique de gaz.

## **§ 2. La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie**

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie organise l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, prévoit des dispositions sur l'ouverture des marchés, au maintien des tarifs régulés, et à la création d'un tarif social pour le gaz naturel; la fusion entre Suez et GDF, et au contrôle de l'État sur les actifs stratégiques concourant à la sécurité d'approvisionnement nationale et la transposition des directives européennes en ce qui concerne la distribution d'électricité et de gaz naturel tout en garantissant le maintien d'un service commun à EDF et GDF<sup>1079</sup> et l'amélioration de la protection du consommateur pour ce qui concerne les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel.

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a organisé l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz qui a l'intention d'offrir des possibilités nouvelles aux consommateurs et de permettre la fusion entre GDF et Suez.

Au début, le neuvième alinéa du Préambule de 1946 faisait obstacle au transfert de la société GDF au secteur privé. D'une part, cette société conservait les caractéristiques d'un

---

<sup>1079</sup> La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières avait donné à Électricité de France (EDF) et à GDF (GDF) le statut de sociétés anonymes dans lesquelles l'État devait détenir « plus de 70 % du capital ». La nouvelle loi vise notamment à réduire la participation de l'État dans la société GDF afin de permettre sa fusion éventuelle avec la société Suez.

service public national en raison des missions qui lui étaient confiées et de l'obligation permanente qui lui était faite de fournir du gaz naturel à un tarif réglementé, d'autre part, GDF continuait à bénéficier d'un monopole de fait tant en matière de transport que de distribution.

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières avait donné à EDF et à GDF le statut de sociétés anonymes dans lesquelles l'État devait détenir « *plus de 70 % du capital* ». La loi du 9 août 2004 vise notamment à réduire la participation de l'État dans la société GDF afin de permettre sa fusion éventuelle avec la société Suez. La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie réduit cette participation minimale, s'agissant de GDF, à un tiers. L'État conserverait toutefois une « *golden share* » lui permettant par exemple de s'opposer à toute décision qui lui semblerait non conforme à la sécurité des approvisionnements en gaz.

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 a pour objet de transposer des directives européennes visant à l'ouverture des marchés de l'énergie au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Les particuliers pourraient donc choisir leur fournisseur de gaz, mais pourront s'ils le souhaitent continuer à relever des tarifs réglementés. Les personnes les plus démunies pourront bénéficier d'un tarif spécifique pour le gaz.

En plus, l'article 24 de la loi du 9 août 2004 avait prévu qu'EDF et GDF sont des sociétés anonymes et l'État détient plus de 70 % du capital d'EDF et plus du tiers du capital de GDF. le considérant 25 de la décision n° 2006-543 du 30 novembre 2006 avait déclaré que la société GDF ne pouvait être vue comme une entreprise dont l'exploitation constitue un monopole de fait au sens du neuvième alinéa du Préambule de 1946.

## **A. Les dispositions relatives au capital de GDF et au contrôle de l'État**

Selon les modalités prévues par la loi n° 93-923 du 19 juillet 1993 de privatisation, l'article 10 de la loi n° 2006-1537 autorise le transfert au secteur privé de GDF. À cet effet, l'article 39 de la loi n 2006-1537 a inséré les articles à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 pour préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie, et notamment la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie. En outre, un décret a prononcé la transformation d'une action ordinaire de l'État au capital de GDF en une action spécifique régie en ce qui concerne les droits dont elle est assortie, par les dispositions de l'article 10 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations.

En effet, même si l'État ne cède aucune action de GDF, la mise en œuvre du projet de fusion avec Suez nécessite de revenir sur la disposition législative qui prévoit un seuil minimum de détention de l'État au capital de GDF de 70 %. Un nouveau seuil minimal de détention est mis en place: l'État doit détenir au moins le tiers du capital de GDF. La disposition relative à EDF est inchangée : le seuil minimum de 70 % est maintenu. Le même article prévoit également la création au bénéfice de l'État d'une action spécifique de GDF afin de préserver les intérêts nationaux dans le secteur de l'énergie et notamment la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Enfin, la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de nommer un commissaire du Gouvernement qui participe aux organes de gouvernance de GDF ou des sociétés issues de la séparation juridique imposée à GDF a également été prévue. L'article 11 adapte les dispositions de la loi du 9 août 2004 relatives à la société gestionnaire du réseau de transport issue de GDF au transfert au secteur privé de cette dernière. La détention intégrale du capital de cette société gestionnaire de réseau par GDF ou par le secteur public est réaffirmée.

L'article 12 a modifié l'article 8 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz pour le mettre en cohérence avec le transfert au secteur privé de GDF autorisé par le projet de loi. Cette modification était sans conséquence sur l'organisation de la distribution qui, conformément aux dispositions du 2<sup>o</sup> de l'article 1<sup>er</sup> et de l'article 3 de la loi du 8 avril 1946, demeurera exercée par GDF et ses filiales.<sup>1080</sup>

## **B. L'ouverture des marchés énergétiques et le libre choix des consommateurs**

Afin de parvenir à l'ouverture du marché énergétique, le principe de l'éligibilité de tous les consommateurs finals, y compris les consommateurs domestiques a été retenu par les premiers cinq articles de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. L'article 14 précise que les articles 1<sup>er</sup> à 5 entrent en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2007, soit la date à laquelle la France, comme les autres États membres, doit ouvrir au plus tard ses marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Tous les consommateurs auraient donc le choix de leur fournisseur d'électricité. Les consommateurs qui choisissent de ne pas exercer leur éligibilité conservent le bénéfice des tarifs réglementés. Cette éligibilité s'exerce, pour les consommateurs domestiques, par

---

<sup>1080</sup> Le Conseil constitutionnel a validé l'essentiel de la loi. Il a toutefois censuré quelques articles et émis des réserves. En particulier, il a demandé de reporter au 1<sup>er</sup> juillet 2007 la privatisation de Gaz de France, de manière à la faire coïncider avec la fin du monopole, prévu à la même date. Cette décision contribue à faire de la question de Gaz de France un enjeu des élections de 2007. NICINSKI Sophie, Droit public des affaires, 2<sup>ème</sup> édition, Domat, droit public des affaires, p. 118.

personne et par site. Tout en protégeant les consommateurs et en proposant de faire bénéficier du tarif social pour les consommateurs domestiques, la loi n° 2006-1537 a permis une mise en œuvre de l'ouverture complète des marchés énergétiques.<sup>1081</sup>

Conformément au deuxième paquet énergie, l'article 2 de la loi n° 2006-1537 a prévu le principe de l'éligibilité de tous les consommateurs finals de gaz naturel.<sup>1082</sup> En outre, la possibilité de continuer à bénéficier de tarifs réglementés de vente lorsque l'éligibilité n'a pas été exercée est affirmée. Cette disposition vise à combiner l'éligibilité et le maintien de tarifs.

Relatif à la création d'un tarif social en gaz naturel, l'article 3 de la loi n° n° 2006-1537 a conféré à chaque client domestique, le droit d'obtenir de leur fournisseur, une « *tarification spéciale de solidarité* ». Le bénéfice de ce tarif est indépendant de l'exercice de l'éligibilité.

L'article 4 de la loi n° 2006-1537 a déterminé les conditions dans lesquelles les consommateurs industriels et domestiques bénéficient des tarifs de vente réglementés d'électricité ou de gaz, et l'article 5 de la loi n° 2006-1537 comporte des mesures de coordination nécessaires dans la loi n° 2004-803 du 9 août 2004.

### **CHAPITRE III**

## **LES EFFETS JURIDIQUES DU DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE**

### **SUR LE MARCHÉ GAZIER EN TURQUIE**

L'objectif essentiel du deuxième paquet gazier qui se composait de la directive 2003/55/CE et du règlement n° 1775/2005, était de libéraliser entièrement les marchés nationaux du gaz naturel, et de contribuer à réaliser un véritable marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne. Pour consolider les droits d'accès aux réseaux des pays tiers et l'intégration des marchés, le deuxième paquet envisageait des initiatives visant à encourager des arrangements réciproques. Pour faire cela, il existait des obstacles opérationnels et compétitifs liés à l'accès au réseau et aux installations de stockage, de tarification, d'interopérabilité entre des différents systèmes de transport de gaz et de diversité des degrés d'ouverture des marchés gaziers entre les États membres.

---

<sup>1081</sup> Aux mesures de coordination utiles dans la loi du 10 février 2000.

<sup>1082</sup> De même que pour l'électricité, cette éligibilité s'exerce, pour les consommateurs domestiques, par personne et par site.

En vue de transposer le deuxième paquet énergie dans la législation nationale entre les années 2003 et 2009<sup>1083</sup>, le législateur turc a préparé de nouvelles législations et modifié celles qui sont déjà en vigueur en fonction des exigences du deuxième paquet énergie. Ce dernier prévoit un marché gazier rentable, concurrentiel, non-discriminatoire et respectant l'environnement, l'accès aux réseaux gaziers, la séparation juridique des activités gazières, la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le renforcement du régime de la régulation et de la concurrence en prenant des préventions contre les applications et comportements discriminatoires.<sup>1084</sup>

Dans le cadre des travaux de la transposition du deuxième paquet énergie, les États membres et candidats ont été ainsi obligés de préparer et réviser les précautions pour les cas urgents confrontés dans les marchés nationaux, et de les notifier à la Commission européenne. À cette fin, la Turquie a suivi les principes de la libéralisation du marché gazier imposé par le deuxième paquet énergie et a continué à restructurer son marché gazier par la loi n° 4646.

## **SECTION 1.**

### **LES PREMIÈRES MODIFICATIONS JURIDIQUES APPORTÉES DANS LE MARCHÉ GAZIER TURC**

Suite à l'adoption du deuxième paquet énergie par l'Union européenne, ses États membres et candidats, y compris la Turquie ont commencé à lancer les travaux législatifs. En Turquie, à la fin de la première analyse du deuxième paquet énergie, sauf celles concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, certaines divergences entre dispositions européennes et nationales<sup>1085</sup> sont été remarquées.

Tout d'abord, la loi n° 4646 ne prévoit aucune disposition sur les obligations du service public au contraire du deuxième paquet énergie qui apportait des régulations à ce propos en tant qu'une alternative pour les marchés gaziers. Mais, il est bien évident que les

---

<sup>1083</sup> Jusqu'à l'entrée en vigueur du 3ème paquet énergie en 2009.

<sup>1084</sup> AKCOLLU F. Yeşim, "Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market", Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 38.

<sup>1085</sup> Les versions de la loi n° 4646 sur le marché gazier turc disponible sur: <http://www.epdk.gov.tr/index.php/dogalgaz-piyasasi/mevzuat?id=50> (consulté le 8 décembre 2014).

obligations du service universel en ce qui concerne les services de l'infrastructure libéralisés sont primordiales.

La deuxième différence fondamentale concerne le système de la séparation des ISOs et DSOs. La loi n° 4646 l'avait prévue plus flexible et légère que celui prévu par la directive 2003/55/CE. Cette dernière avait prévu la séparation juridique non seulement pour les entreprises exerçant des activités gazières, mais aussi pour les personnes se trouvant dans la gestion de ces entreprises. C'est ainsi que les dirigeants étant des personnes physiques ne pourraient pas assumer les responsabilités dans la gestion des entreprises verticalement intégrées.

En outre, elle a exigé de prendre des décisions d'une façon libérale et d'organiser le programme de l'harmonisation incluant des précautions contre les comportements exclusifs pour pouvoir apporter des opportunités légales et financières au marché gazier. D'après le rapport d'évaluation de la Commission européenne, cette dernière a trouvé cette précaution insuffisante et proposé de constituer la séparation des propriétés pour créer une ambiance concurrentielle solide dans les marchés gaziers nationaux. Par contre, la loi n° 4646 n'a prévu que la séparation des personnes morales, mais pas de personnes physiques.

Quant à la troisième différence entre les législations européenne et national, la directive 2003/55/CE avait prévu un secteur activité de vente du gaz naturel, mais la loi n° 4646 ne contient pas une telle activité.<sup>1086</sup> Une autre différence marquante entre ces deux législations, la directive 2003/55/CE avait prévu un calendrier pour les clients éligibles, mais la loi n° 4646 ne prévoyait aucune calendrier de manière claire.

En outre, par la directive 2003/55/CE les acteurs du marché gazier ont été obligés de tenir des registres comptables pour chacun des clients éligibles et non-éligibles. Par contre, même si la loi n° 4646 prévoit la séparation des comptes, elle ne prévoit pas une disposition similaire pour les clients éligibles ou non-éligibles. En plus, si certaines conditions sont réunies, la directive 2003/55/CE prévoyait l'exonération des dispositions concernant l'accès aux réseaux pour les entreprises qui ont investit aux infrastructures nouveaux et ont des

---

<sup>1086</sup> Alors que dans la législation concernant le marché électrique turc, les activités de vente en détail ont été déterminées d'une manière assez détaillée. Les activités de vente en détail créent une pression de concurrence sur le des entreprises de distribution du gaz naturel. C'est la raison pour laquelle la séparation des activités a une importance pour les entreprises de distribution. OECD a également constaté que le manque du segment de vente en détail du gaz naturel en Turquie, est un obstacle essentiel devant la constitution de la concurrence, donc la Turquie doit créer un segment de vente en détail du gaz naturel dans un délai le plus tôt possible. LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010, p. 54, NICINSKI Sophie, Droit public des affaires, 2ème édition, Domat, droit public des affaires, p. 194.



obligations de « *take-or-pay* ». Par contre, la loi n° 4646 ne prévoit aucune disposition sur une telle exonération.

En conséquence, en prenant en considération tout divergence, le législateur turc a modifié certaines dispositions de la loi n° 4646 (§ 1), et a y également ajouté des dispositions temporaires (§ 2).

## **§ 1. Les modifications des dispositions de la loi sur le marché gazier turc**

Si l'on analyse la situation générale du marché gazier en Turquie pendant la période de la transposition du deuxième paquet énergie: en 2003, les réserves de gaz en Turquie qui appartiennent à TPAO<sup>1087</sup>, étaient 8 milliards m<sup>3</sup>.<sup>1088</sup> En 2006, la Turquie a consommé 30,5 milliard m<sup>3</sup> de gaz naturel dont 862 millions m<sup>3</sup> étaient des réserves nationales, et donc 96,5 % de la consommation de gaz naturel était importée.<sup>1089</sup> En 2007, la consommation du gaz naturel en Turquie a atteint à 35,5 milliards m<sup>3</sup>, et la production totale du gaz naturel en Turquie par TPAO, Thrace Basin, Amity Oil, Stratic Energy, Toreador Turkey Ltd, était 891,5 millions m<sup>3</sup>.<sup>1090</sup>

### **A. Le transport du gaz naturel**

La réglementation concernant les activités de transport a été prévue de manière détaillée par le règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport du marché gaz naturel et le règlement de licence du marché gazier. Selon l'article 5 du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport du marché gaz naturel, les entreprises de transport notifiées à EPDK toutes les dispositions sur le fonctionnement des réseaux, y compris les règles sur l'accès au système et le fonctionnement des réseaux.

Dans ce but, les principes sur les réglementations en ce qui concerne le fonctionnement des réseaux de transport ont été préparés par BOTAŞ, et sont entrés en vigueur après l'approbation d'EPDK. Ils contiennent des dispositions sur les sujets techniques comme les réservations des capacités, l'équilibrage du système, les points d'entrée-sortie, la planification du système, les forces majeures.

### **1. L'interdiction de la discrimination entre les égaux**

---

<sup>1087</sup> <http://www.tpao.gov.tr/tp5/>.

<sup>1088</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 25.

<sup>1089</sup> ASLAN İ. Yılmaz, Eneji Hukuku ("Le droit de l'énergie"), Ekin, Bursa, 2009, p. 153.

<sup>1090</sup> Le rapport d'activités 2007, EPDK, p. 22.

La partie B sur les principes de bases du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport<sup>1091</sup> dispose que l'administration des réseaux de transport doit être économique, efficace, sûre et sans faire aucune discrimination entre les égaux. C'est ainsi qu'il est interdit de discriminer les utilisateurs en matière de transfert des capacités et des allocation des capacités, et de transactions de prêt du gaz et d'attente de gaz.

Dans le cadre de l'article A (5) (1) du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport, les activités de transport du gaz naturel effectuées par le transporteur, devraient être séparément exercées des autres activités de BOTAŞ, notamment des activités de la vente en gros, de l'importation et l'exportation du gaz naturel. En outre, selon l'article A (5) (2) du même règlement, BOTAŞ doit appliquer les mêmes tarifs de contrôle de l'expédition et de transport appliqués à ses propres activités de vente, d'importation et d'exportation, à tous les transporteurs.

Néanmoins, les dispositions sur les allocations de capacité élaborées sous l'article 23 et celles de l'article 5, sont contradictoires. À savoir que jusqu'à ce que BOTAŞ soit restructurée en vertu de sa personnalité intégrée horizontalement selon ses activités prévues par le deuxième article temporaire de la loi n° 4646, selon les l'article 23.1 du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport prévoit que BOTAŞ sera réservé une capacité dans les points d'entrée concernées dans le cadre des contrats d'importation du gaz naturel sur la base de « *take-or-pay* » conclu parmi les gouvernements avant la date d'entrée en vigueur de ce règlement.

C'est ainsi que par l'application de cette disposition, dans le cas de manque de capacité du gaz naturel dans le marché gazier BOTAŞ aurait des privilèges sur ses concurrents étant des entreprises de vente en gros dont la plupart sont entrées dans le marché gazier en obtenant les contrats de BOTAŞ, même si elles assument tous les responsabilités y compris celle de *take-or-pay*. Cette situation nous montre que le privilège attribué à BOTAŞ manque de justification économique.

En outre, l'autre article qui donne privilège à BOTAŞ, l'article 23 (1) (2) du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport prévoit que BOTAŞ accepte le fait qu'il est un des n'importe quels transporteurs pour son unité exerçant les activités d'exportation, d'importation et de vente en gros. Dans ce contexte, les unités de BOTAŞ qui exercent les

---

<sup>1091</sup> İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar.

activités d'exportation, d'importation et de vente en gros, sont soumises aux dispositions du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport sauf la conclusion des contrats de délivrance, les obligations financières parmi le transporteur et le transportant. BOTAŞ applique, donc, à ses propres transporteurs les mêmes tarifs des activités d'exportation, d'importation et de vente en gros qui sont appliqués aux autres transporteurs.

De même, les unités de BOTAŞ qui n'ont pas encore été restructurées en tant qu'une unité de vente en gros et/ou de transport, seraient exonérées des dispositions du règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport.

## 2. L'accès des tiers aux réseaux et les tarifs de transport

En ce qui concerne l'accès des tiers aux réseaux de transport du gaz naturel, dans le cadre des exigences de la loi n° 4646, le 26 octobre 2002 EPDK avait publié un règlement sur le fonctionnement des réseaux de transport qui contient des principes fondamentaux en ce qui concerne l'accès aux réseaux de transport du gaz naturel en Turquie et les obligations des titulaires des licences de transport. Pour compléter les dispositions sur l'accès aux réseaux, il a aussi fallu de préparer un « *Network Code* »<sup>1092</sup> incluant des dispositions concernant l'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz naturel. Le Network Code a été commencé à préparer en 2003 par BOTAŞ, et est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2004 dans le Journal officiel.<sup>1093</sup>

Quant aux tarifs de contrôle du transport et de l'expédition, BOTAŞ a réalisé en 2004 la séparation des comptabilités des activités de transport, de stockage et de commerce, et a préparé les tarifs de contrôle de l'expédition et du transport dans le cadre du Network Code. En pratique, les transferts des contrats de BOTAŞ ont été retardés, et le monopole de BOTAŞ a continué jusqu'en juillet 2007. Ainsi, l'application du Network Code n'a pas commencée *de facto*.

En tant que le premier transporteur AKSA<sup>1094</sup> sauf BOTAŞ, a conclu un contrat de transport standard pour transporter le gaz qui a été produit à Akçakoca par TPAO, et a eu l'accès aux réseaux de transport. En décembre 2007, en tant que troisième transporteur du gaz

---

<sup>1092</sup> BOTAŞ Network Code disponible sur : <http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/dogalgaz/iletim/> (consulté le 8 décembre 2014).

<sup>1093</sup> « *While the Transmission Network Operation Regulation of EMRA does not contain detailed provisions regarding third party access to the transmission network, the Regulation requires that relevant arrangements be prepared by the transmission licensee and be subject to an approval process. Pursuant to the legal framework providing for « regulated access », the relevant arrangements have been prepared by BOTAŞ in « BOTAŞ Transmission Network Operation Principles », and was published in the Official Gazette on 1st September 2004 following EMRA approval process. Thus, although the most important step for ensuring competition has been taken, the first shipper other than BOTAŞ could only access the network in 2007* ». ÖZEN Erdiç, « Turkey's natural gas market expectations and developments 2012 », avril 2012, Deloitte.

<sup>1094</sup> AKSA Doğal Gaz Toptan Satış A.Ş.

naturel en Turquie, SHELL a eu l'accès aux réseaux. Trois autres transporteurs ont conclu le contrat standard de transport et commencé les activités de vente en gros.<sup>1095</sup>

## **B. La distribution du gaz naturel**

Les entreprises de distribution du gaz naturel ne peuvent avoir des licences que dans deux villes en Turquie.<sup>1096</sup> Ce nombre peut être augmenté par EPDK en prenant en considération le niveau de développement des villes, la capacité de la consommation, le nombre des utilisateurs.<sup>1097</sup> En tenant compte les besoins techniques et économiques, les frontières des zones de distribution des entreprises de distribution du gaz naturel peuvent être révisées par EPDK d'une façon à ne pas dépasser les frontières de la ville. En fonction de la densité de population, EPDK a le pouvoir de séparer en plusieurs zones de transport dans la même ville et peut faire des appels d'offre séparés pour chaque zone.<sup>1098</sup>

### **§ 2. Les dispositions temporaires pendant la période transitoire**

En vue de transposer les dispositions prévues par le deuxième paquet énergie dans la législation turque, le législateur turc a ajouté de nouveaux articles dans la loi n° 4646. Ils sont, en général, sur le transfert des contrats, la nouvelle organisation de BOTAŞ, la distribution du gaz naturel dans les villes.

#### **A. Le transfert des contrats et la restructuration de BOTAŞ**

Le transport du gaz naturel dans le marché gazier turc a pris une forme différente après les transferts des contrats de BOTAŞ aux entreprises privées. En juillet 2007 AKSA a accédé aux réseaux de transport du gaz naturel national en tant que transporteur. Par la suite, en décembre 2007 Shell Enerji A.Ş. et en janvier 2009 Bosphorus, en avril 2009 Avrasya et Enerco ont obtenu le titre de « *fournisseur transportant* », et ont commencé à bénéficier du système.<sup>1099</sup> C'est ainsi que la structure monopole de BOTAŞ a pris fin. Pour que les régulations sur le fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel prennent effet de facto et pour les points d'entrée des réseaux les tarifs ont été prévus différemment, mais par

---

<sup>1095</sup> Voir la décision de l'EPDK n° 1439/2 du 27 décembre 2007. Dans l'article 4 de la décision, les fournisseurs sont obligés de montrer tous les prix à appliquer aux consommateurs dans les factures de la vente du gaz naturel.

<sup>1096</sup> Selon le premier article de la loi n° 5367, les entreprises de distribution ne peuvent avoir des licences que dans les deux villes à l'échelle du pays.

<sup>1097</sup> Par la décision d'EPDK n° 1436/5 du 27 décembre 2007 ce nombre a été augmenté jusqu'à 20.

<sup>1098</sup> L'article 1 de la loi n° 5367 publiée dans le Journal officiel n° 25856 du 25 juin 2005.

<sup>1099</sup> Les décisions de l'Autorité de la concurrence sur les transferts de contrats de BOTAŞ: La décision n° 07-37/382-143 du 3 mai 2007 sur le transfert de 250 millions m3/an à SHELL Enerji A.Ş., la décision n° 07-59/687-242 du 11 juillet 2007 sur le transfert de 750 millions m3/an à Bosphorus Gaz Corporation A.Ş., la décision n° 07-83/100-392 du 1 novembre 2007 sur le transfert de 2.5 milliards m3/an à Enerco Enerji San. Tic. A.Ş., la décision n° 07-901 1160-453 sur le transfert de 0.5 milliards m3/an à Avrasya Gaz A.Ş.

contre pour les points de sortie le tarif de capacité était indépendant des points d'entrée-sortie en prenant en considération seulement le montant du gaz transporté.<sup>1100</sup>

## 1. L'importation du gaz naturel

Le second article temporaire de la loi n° 4646 prévoit les limites de la liberté de l'importation du gaz naturel des entreprises qui peuvent apporter le gaz naturel le moins chers en utilisant les avantages de la position géo-stratégique de la Turquie pour constituer un marché gazier concurrentiel.<sup>1101</sup>

En vertu du second article temporaire<sup>1102</sup> de la loi n° 4646, il paraît qu'en pratique l'importation du gaz naturel par d'autres entreprises gazières des pays avec lesquels BOTAŞ n'a pas de contrats, n'est pas possible. Selon Mustafa Oğuzcan BÜLBÜL<sup>1103</sup>, cette situation est l'obstacle principal devant la libéralisation du marché gazier turc et de la constitution de la concurrence dans ce marché. C'est pourquoi, il propose que le problème de l'offre excédentaire du gaz naturel soit être résolu, l'interdiction prévue par le second article temporaire de la loi doit être enlevée pour que le marché gazier turc se libéralise.

Selon le second article temporaire, après l'entrée en vigueur de cette loi, jusqu'à ce que l'importation de BOTAŞ diminue à 20% de la consommation nationale, sauf l'importation du GNL, il ne peut pas conclure de nouveaux contrats d'importation du gaz naturel. Jusqu'en 2009 BOTAŞ organise des appels d'offre auxquels les entreprises obtenant l'approbation préliminaire et les titulaires des licences d'importation participent pour obtenir d'une manière entière ou partielle les contrats transférés d'achat de gaz naturel de BOTAŞ. Le transfert est valide dès que la partie vendeur du contrat d'achat du gaz naturel et l'entreprise qui a gagné l'appel d'offre signent un nouveau contrat.

Si l'entreprise gagnante ne peut pas conclure contrat avec le vendeur, BOTAŞ organise un autre appel d'offre pour la participation des entreprises étant titulaires des licences d'importation pour donner la possibilité de transférer le montant du gaz dont la

---

<sup>1100</sup> ÜNAL Hızır Hakan, « Türkiye Doğal Gaz Piyasasında Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar (Kısaca ŞİD) ile Doğal Gaz İletim Ve Sevkiyat Kontrol Tarifelerine İlişkin Değerlendirmeler » (« Les principes concernant le fonctionnement des réseaux de transport de BOTAŞ dans le marché gazier turc et les évaluation sur les tarifs de contrôle d'expédition »), présenté dans la 17<sup>ème</sup> Conférence Internationale de l'Énergie et de l'Environnement de l'ICCI à İstanbul, Turquie le 15 june 2011. [http://www.dogalgaz.com.tr/yayin/161/turkiye-dogal-gaz-piyasasinda--botas-iletim-sebekesi-isleyis--duzenlemelerine-iliskin-esaslar--kisaca-sid-ile-dogal-gaz-iletim-ve-sevkiyat-kontrol-tarifelerine-iliskin-degerlendirmeler\\_3834.html#.VIV35mSG95U](http://www.dogalgaz.com.tr/yayin/161/turkiye-dogal-gaz-piyasasinda--botas-iletim-sebekesi-isleyis--duzenlemelerine-iliskin-esaslar--kisaca-sid-ile-dogal-gaz-iletim-ve-sevkiyat-kontrol-tarifelerine-iliskin-degerlendirmeler_3834.html#.VIV35mSG95U) (consulté le 8 décembre 2014).

<sup>1101</sup> Voir la décision d'EPDK n° 725 du du 13 avril 2006 publiée dans le Journal officiel n° 26153 du 29 avril 2006.

<sup>1102</sup> L'article 2 de la loi n° 5367 du 16 june 2005 publiée dans le Journal officiel n° 25856 du 25 june 2005 et l'article 20 de la loi n° 5784 du 9 juillet 2008 publié dans le Journal officiel n° 26948 du 26 juillet 2008.

<sup>1103</sup> BÜLBÜL Mustafa Oğuzcan, Türk Doğal Gaz Piyasası ("Le marché gazier turc"), Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi ("Thèse de spécialisation de l'Autorité de la concurrence"), p. 57.

valeur ne serait pas inférieure aux prix des contrats d'achat bilatéraux déjà conclus, et aussi la nouvelle partie doit accepter d'assumer tous les obligations de BOTAS à l'étranger.

Les montants transférés chaque année par BOTAS ne peuvent pas être inférieurs aux 10% du montant du gaz naturel total qui a été engagés à la date de l'entrée en vigueur de la loi. Les nouvelles entreprises d'importation ne peuvent conclure aucun contrat d'achat avec les pays ayant conclu déjà contrats avec BOTAS jusqu'à la date d'expiration de ces contrats. Par contre, si EPDK détermine un manque d'approvisionnement en gaz dans le pays, dans ce cas, il peut permettre aux entreprises de conclure des contrats d'achat avec les pays ayant déjà des contrats avec BOTAS.

Selon le second article temporaire, sauf l'activité de distribution, BOTAS a dû terminer sa personnalité verticalement intégrée avant 2009. Après cette date, il doit être restructuré selon une intégration horizontale. Dans cette nouvelle structure, seulement l'entreprise ayant des contrats d'achat et de vente de gaz et exerçant des activités d'importation représente BOTAS. Par la suite, dans les deux ans qui viennent, sauf l'entreprise qui exerce l'activité de transport de gaz naturel, d'autres doivent être privatisées. Après le période préparatoire, BOTAS doit séparer ses comptabilités concernant les activités de transport, de stockage, de vente, d'importation dans un délai de douze mois.

## **2. Les principes de fonctionnement des réseaux de transport**

Les principes de fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel ont été approuvés par la décision d'EPDK n 356/20 du 17 août 2004 et publiés dans le Journal officiel du 1<sup>er</sup> septembre 2004. Les principes de fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel déterminent une série des règles concernant l'accès aux réseaux comme suivant: la répartition des capacités, le contrôle de l'expédition, l'équilibre du système, la notification, le programme du montant de transport, l'identification des montants de mesures et de transport, les conditions, les caractéristiques de l'utilisation des réseaux, les besoins journaliers de l'opération et de la maintenance, les droits et les obligations des transport du gaz naturel.

Les principes de fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel ont été préparés en prenant en considération les manques des installations sous-terrains de stockage du gaz naturel en Turquie et de l'importance primordiale des oléoducs pour l'équilibre du système de transport. Du fait que les points d'entrée-sortie des réseaux de transport se sont placés dans les différents lieux géographiques, la Turquie a accepté le Système d'Entrée-

Sortie pour la réservation de capacité comme la plupart des États membres. Un régime d'équilibre journalier visant à maintenir à la limite de tolérance la différence entre le montant journalier des fournisseurs entrant aux réseaux de transport des points d'entrée et celui sortant des points de sortie. Le transfert et la commerce de capacité parmi les transportants ont été admis pour une période au moins un mois.<sup>1104</sup>

Les principes de fonctionnement des réseaux de transport du gaz naturel ont été modifiés à plusieurs reprises. En 2007, la décision d'EPDK n° 1384 du 22 novembre 2007 publiée dans le Journal officiel n° 26714 du 28 novembre 2007, a prévu certaines flexibilités pour les facteurs de base dans le marché gazier en prenant en considération la position des acteurs et la nouvelle structuration du marché gazier turc dans le but d'arriver au fonctionnement et de l'opération fondamentale du marché gazier qui est bien solide. Les prix du transfert et de la transmission de capacité du gaz naturel ont été enlevés. La capacité totale de réserve du gaz naturel d'un transportant dans les points essentiels de sortie ne peut pas être inférieure à celle des points d'entrée.

En outre, s'il faut renouveler les équipements de mesures dans certaines installations, le transporteur doit informer le transportant. Les coefficients semestriels du prix pour l'excès de la capacité ont été diminués. La tolérance admissible a été définie. En ce qui concerne les fournisseurs qui transportent le gaz naturel aux centraux électriques dans le cadre du règlement de l'équilibre et de la conciliation du marché électrique, elle a ajouté de nouvelles réglementations.

En 2008, la décision d'EPDK n° 1809 du 17 octobre 2008 publiée dans le Journal officiel n° 27035 du 25 octobre 2008 a défini les points virtuels d'entrée-sortie pour permettre aux entreprises exerçant les activités d'importation du gaz naturel de faire la transaction d'occasion et d'enlever les déséquilibres du système. C'est ainsi que les nouveaux acteurs du marché qui ne sont pas importateurs du gaz naturel ont trouvé l'occasion d'accéder au marché gazier turc.

## **B. La période transitoire pour les activités de distribution locale**

Le troisième article temporaire de la loi n° 4646 sur le marché gazier turc prévoit la période transitoire pour les activités de distribution locale. Selon cet article, dans les deux

---

<sup>1104</sup> ÖZEN Erinc, "L' aux réseaux de transport de BOTAS", (" Botaş İletim Şebekesine Üçüncü Taraf Erisimi"), Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 10. Enerji Kongresi 2007.

mois suivant l'entrée en vigueur de cette modification, le ministère de l'énergie notifie au ministère des affaires de privatisation la privatisation des opérations et des propriétés des entreprises de distribution du gaz naturel Bursa et Eskişehir qui appartiennent à BOTAŞ.

Dans les six mois plus tard après la période préparatoire, les opérations de privatisation devront être exercées selon la loi de privation n° 4046 du 24 novembre 1994 par la présidence des affaires de privatisation. Pour que le transfert de l'opération des activités de la distribution locale puisse être complété et que les entreprises privées puissent commencer leur activité de distribution, ils devront obtenir les licences de distribution et accomplir leurs responsabilités contre les municipalités en vertu de l'article 4 (g) de la loi n° 4646.<sup>1105</sup>

Dans les vingt-quatre mois suivant l'entrée en vigueur de la loi, les activités de distribution exercées par la municipalité ou les entreprises appartenant à la municipalité, seront exercées selon les dispositions de la licence de distribution qui sera préparée selon les principes des licences appliquées dans les autres villes. À partir du 1er janvier 2002 les entreprises de distribution locales doivent séparer les comptabilités des activités de distribution et de vente.

Dans les trois mois suivant l'entrée en vigueur de cette modification, la municipalité d'Ankara devrait créer une nouvelle entreprises de distribution du gaz naturel selon la loi n° 6762. Tous les installations d'infrastructure, les propriétés et droits concernant la distribution de gaz naturel seraient transmis à cette entreprise. Dans le deux ans suivant l'entrée en vigueur de cette disposition, 80 % de cette entreprise serait privatisée selon la loi n° 4046 par la municipalité d'Ankara.

---

<sup>1105</sup> GÖKDEMİR Bülent, « La Restructuration du Secteur du Gaz Naturel en Turquie », (« Türkiye'de Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması: Sekiz yıllık deneyimin arz güvenliği ve rekabet politikası perspektifinden değerlendirilmesi »), Tepav (Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı), Mayıs 2009, 1. Basım, Ankara.



## **SECTION 2.**

### **LES APPLICATIONS DU DROIT DE LA CONCURRENCE DANS LE MARCHÉ GAZIER TURC**

La loi n° 4054 sur la protection de la concurrence du 7 décembre 1994 a pour objet de protéger la concurrence en évitant les ententes limitant la concurrence dans les marchés de services et de produits, l'abus de la position des entreprises étant en position de monopole dans leurs marchés concernés, la concentration des entreprises qui sont supérieures au seuil de marché ou à certaines limites d'endossement, et prendre des mesures nécessaires. L'Autorité de concurrence exerce cette mission qui lui a été attribuée par la loi n° 4054 dans le marché gazier turc. Dans ce but, elle a pris plus de vingt décisions en ce qui concerne le marché gazier qui peuvent être catégorisées sous les quatre titres selon le système de la loi: les décisions prises, les applications et les ententes conclues visant à limiter, empêcher et détruire la concurrence par et entre les entreprises ayant des activités de service et de produit en Turquie (article 4), l'abus de la position de monopole des entreprises gazières (article 6), les comportements et les processus légaux ayant les caractères de fusion et d'acquisition qui diminueront la concurrence d'une manière importante en créant une position de monopole

et/ou enforceront leur position de monopole existante (article 7) et la déclaratoire négative (article 8).

## **§ 1. Les précautions pour la protection de la concurrence dans le marché gazier turc**

Depuis son entrée en vigueur, la loi n° 4646 prévoit des dispositions sur la protection et le développement de la concurrence dans le marché gazier turc. Pendant la période de la transition du deuxième paquet énergie, certains articles ont été modifiés selon les exigences de l'Union européenne.

### **A. La protection et le développement de la concurrence**

Selon l'article 9 de la loi n° 4646, une personne morale qui exerce une activité du marché gazier ne peut participer qu'à une entreprise qui exerce une activité autre que la sienne, néanmoins, elle ne peut pas créer une autre entreprise.<sup>1106</sup> De plus, la même personne morale ne peut pas avoir plus de la moitié du capital ou de l'actif commercial de l'autre personne morale d'une façon directe ou indirecte, ne peut pas utiliser plus de la moitié des droits de vote, ou d'assigner plus de moitié des membres composant le conseil d'administration et de contrôle. Cette disposition ne s'applique pas aux filiales de BOTAŞ et projets internationaux.

#### **1. Les sanctions appliquées par l'Autorité de la concurrence**

Selon la version modifiée de l'article 9<sup>1107</sup>, l'Autorité de concurrence applique des sanctions et de pénalités aux personnes morales et physiques exerçant les activités du marché gazier qui continuent de se conformer à la loi n° 4054, même si elles ont déjà été averties. Dans le cas où l'Autorité de concurrence demande l'information ou faire analyse sur place, si les informations demandées sont fausses, manquantes ou trompeuses, ou aucune information n'est fournie ou l'impossibilité de faire analyse sur place, elle donne une amende administrative et avertit l'entreprise qu'elle doit fournir les informations demandées dans un délai de sept jours.

Dans l'hypothèse où l'Autorité de concurrence identifie n'importe quelle contradiction à la législation concernant la concurrence ou un manque d'une des obligations des licences ou

---

<sup>1106</sup> La loi n° 5784 du 9 juillet 2008 publié dans le Journal officiel n° 26948 du 26 juillet 2008.

<sup>1107</sup> La loi n° 5728 du 23 janvier 2008 publié dans le Journal officiel n° 26781 du 8 février 2008.

certificats, la soumission des documents trompeurs pour obtenir les licences ou certificats, elle demande de payer une amende administrative et de réparer ces contradictions dans les trente jours.

En outre, l'Autorité de la concurrence annule les licences ou les certificats si les conditions essentielles pour obtenir ces derniers sont disparues pendant l'exercice des activités. Si ces conditions n'existaient pas depuis la délivrance des licences ou des certificats, elle demande de payer une amende administrative. En cas d'annulation d'une licence ou certificat, jusqu'à ce qu'une nouvelle licence ou certificat soit délivré, l'Autorité de la concurrence prend des précautions pour que l'activité gazière puisse continuer.

## **2. La prévention de la discrimination entre les banques dans les règlements sur la distribution et les clients**

Certaines banques qui ne sont pas parmi les dix premières banques de la Turquie selon leurs capacités de capitaux n'ont pas pu donner des lettres de garantie à leurs clients pour qu'ils puissent participer aux appels d'offres de la distribution de gaz naturel lancés par EPDK. L'Autorité de concurrence a analysé les allégations de violation du principe de concurrence par EPDK contre les articles 4 et 6 de la loi n° 4054. L'autorité a analysé la situation et identifié que cette application provient des dispositions du règlement préparé par EPDK, mais pas des activités des entreprises, donc elle a constaté qu'il n'existe aucune contradiction aux articles 4 et 6 de la loi n° 4054.<sup>1108</sup> Dans sa décision, l'Autorité de concurrence a annoncé que l'article 14 du règlement cause des contradictions contre la loi de concurrence dans le secteur bancaire.<sup>1109</sup>

### **B. L'abus de la position de monopole dans le marché gazier turc**

Pendant la libéralisation du marché gazier turc, l'Autorité de concurrence a pris certaines décisions importantes pour constituer et protéger la concurrence. Dans ces décisions, les transactions de privatisation des entreprises de distribution et les transferts de contrats de BOTAŞ sont considérés dans le cadre de l'article 7 de la loi n° 4054. En outre, il existe des examens préliminaires comme le développement de la concurrence dans les marchés de vente

---

<sup>1108</sup> La décision de l'Autorité de la concurrence n° 04-47/624-155 du 15 juillet 2006.

<sup>1109</sup> ASLAN İ. Yılmaz, Enerji Hukuku, "Le Droit de l'Énergie", p. 330.

en gros du gaz naturel et sur des plaintes contre l'application abusive des prix par BOTAŞ.

## **1. Les prix abusifs imposés par BOTAŞ**

Il existait certaines plaintes à propos des prix abusifs d'achat du gaz naturel par BOTAŞ en utilisant sa position de monopole dans le marché gazier. Dans sa décision n° 02-13/127-54 du 8 mars 2002, l'Autorité de la concurrence a analysé les facteurs variables pour la détermination des prix de gaz naturel comme la moyenne mensuelle du prix de vente en gros du pétrole consistant 1 % du soufre. Il consistait 3,5 % du soufre, celui de l'huile de gaz n° 03 en Europe. Enfin elle a déclaré qu'il existe une différence de prix appliqué au gaz naturel vendu en détail entre BOTAŞ et la moyenne en Europe qui provient de la différence de TVA, Donc elle a refusé les allégations contre BOTAŞ. Par la suite, l'autorité de concurrence a pris d'autres décisions sur les allégations en ce qui concerne les prix perturbateurs.<sup>1110</sup>

## **2. L'abus de la position de monopole dans le marché gazier turc**

Il existe plusieurs formes de l'abus de la position de monopole. En tant qu'exemple à l'abus de la position de monopole par fusion, on peut citer l'entreprise Trakya Gazdaş Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. créée par l'entreprise Zorlu PetroGas Petrol Gaz ve Petrokimya Ürünleri İnşaat San. ve Tic. A.Ş. pour conduire les activités de distribution de l'entreprise. La même année Zorlu PetroGas a également acquis Amity Oil International Pty. Ltd. Cette situation a causé une position de monopole dans le marché gazier.<sup>1111</sup>

Une autre forme d'abus de la position monopole est l'abus par l'interdiction de la concurrence. Dans son contrat conclu avec ASAŞ Alüminyum San ve Tic. A.Ş., HABAŞ Sınai ve Tibbi Gazlar İstihsal Endüstrisi A.Ş. qui est un monopole dans le marché de GNL en Turquie, a mis une disposition sur l'interdiction d'achat des produits des autres entreprises du marché concerné, et par la suite a augmenté unilatéralement les prix de GNL. L'Autorité de concurrence a analysé la situation dans le cadre des 4 et 6 de la loi n° 4054. Enfin, elle a constaté que le contrat est dans le cadre de la notification 2002/2, donc l'obligation apportée à l'acheteur de ne pas faire concurrence ne peut pas être exonérée, et comme la notification est dans la période transitoire de deux ans, l'article 4 de la loi n° 4054 ne peut pas être appliqué.

---

<sup>1110</sup> La décision de l'Autorité de concurrence n° 08-50/750-305 du 14 août 2008.

<sup>1111</sup> La décision de l'Autorité de concurrence n° 06-46/601-172 du 29 juin 2006.

En outre, l'entreprise monopolistique du marché gazier peut arrêter de fournir des biens à ces clients. Par exemple, après le coupage du gaz naturel par BOTAŞ à BİS Enerji Elektrik Üretim A.Ş. qui a besoin du gaz naturel pour continuer à fonctionner son activité de production et de vente de l'électricité, BİS a adressé à l'Autorité de concurrence en allégeant qu'il existe un abus de la position de monopole par BOTAŞ en renforçant ses activités et ainsi faisant la discrimination.<sup>1112</sup> En conséquence, l'Autorité de la concurrence a déclaré qu'il est important de créer un portefeuille de clients dans la catégorie continue ou incontinue pour équilibrer les offres et les demandes sur les réseaux du transport de gaz naturel, et EPDK permet à BOTAŞ de prendre des initiatives à ce propos en faisant des modifications entre les catégories de ses clients.

De même, les fusions et les acquisitions des entreprises gazières peuvent créer le monopole dans le marché. Comme leurs capitaux et leur part de marché dépassent les seuils déterminés dans la notification, les acquisitions des Eskişehir Şehir İçi Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt A.Ş. et Bursa Şehir İçi Dağıtım Ticaret ve Taahhüt A.Ş. par le biais de leur privatisation ont été considérées soumises aux permis.<sup>1113</sup> BOTAŞ et Gazprom Export Limited Liability Company ont signé le 18 février 1998 un contrat de transfert d'une partie de leurs contrats d'importation du gaz naturel à Shell Enerji A.Ş. En prenant en considération leur capital, ce contrat a été évalué dans le cadre de la notification n° 1997/1 et soumis au permis.<sup>1114</sup>

Suite à l'analyse des décisions de l'Autorité de la concurrence concernant les activités du marché gazier, il est bien clair qu'elle n'a pas donné aucune sanction, ayant même décidé de ne pas avoir lieu de faire des recherches préliminaires. Elle a préféré d'orienter les plaintes sur les prix vers EPDK.<sup>1115</sup> Il existe deux raisons derrière le comportement évasif de l'Autorité de concurrence : d'abord le marché de l'énergie est un marché en train d'être libéralisé, ensuite il existe un régulateur de ce marché « EPDK ».

## CONCLUSION

Il est bien évident que le législateur turc a fait des efforts pour transposer les dispositions concernant le marché gazier du deuxième paquet énergie dans son système juridique pour libéraliser le marché gazier turc. Néanmoins, il existe toujours des manques et

---

<sup>1112</sup> La décision de l'Autorité de concurrence n° 07-23/217-72 du 15 mars 2007.

<sup>1113</sup> La décision de l'Autorité de concurrence n° 04-03/47-12 du 15 janvier 2004.

<sup>1114</sup> RK 03.05.2007 ve 07-37/382-143 sayılı karar, RK 11.07.2007 VE 07-59/687-242 sayılı karar. Gazprom ve Bosphorus, RK 01.11.2007 tarih ve 07-83/1007-392 sayılı kararı Enerco, RK 13.12.2007 tarih ve 07-90/1160-453 sayılı karar. Avrasya Gaz A.Ş.

<sup>1115</sup> La décision de l'Autorité de concurrence n° 04-78/1114-281 du 9 décembre 2004.

des retards au niveau de la mise en place des nouvelles dispositions de la législation turque. Par exemple, pendant la période de huit ans de l'entrée en vigueur de la loi n° 4646 et de l'entrée en vigueur du troisième paquet énergie, seulement 10% des contrats de BOTAŞ ont pu être transférés, le choix du transfert de montant de gaz naturel a été négligé par les praticiens.

De même, il n'existe pas de détermination sur la restriction des pouvoirs du marché de BOTAŞ et sur la création de la concurrence dans le marché de vente en gros, par contre la priorité a été donnée à la privatisation des services de distribution au secteur privé. Le transfert des services de distribution au secteur privé est un développement positif pour compléter d'une manière rapide les investissements d'infrastructure dans le marché gazier.

Par contre, pendant la période des appels d'offre pour les transferts des services de distribution, les praticiens ont commis des fautes graves devant la libéralisation du marché gazier. Tout d'abord, ils ont permis aux entreprises d'acquérir la concession pour plusieurs zones de distribution d'une façon à causer un taux élevé de concentration dans le marché gazier. Ensuite, la privatisation de l'entreprise de distribution du gaz naturel d'Ankara dans le cadre de la loi n° 5669<sup>1116</sup> du 25 mai 2007 a également causé plusieurs distortions dans la concurrence du marché gazier.

De même, quand EPDK exerce ses pouvoirs de réguler le marché gazier, elle a dépassé ses pouvoirs appliqués contre les nouveaux acteurs pour développer la concurrence, par contre en face de BOTAŞ elle est restée passive pour restructurer son organisation en fonction des exigences d'un nouveau marché gazier libéral. En conclusion, sauf l'achèvement des appels d'offre des services de distribution, les développements visés par la loi n° 4646 n'ont pas été achevés d'une manière satisfaisante.

Les problèmes essentiels des applications d'EPDK sont en général résumés comme suivant: elle n'a pas pris en considération le critère de contrôle dans la restriction des parts du marché pour les entreprises privées. À la place de la restriction basée sur les contrats, EPDK s'est limité à conclure les contrats avec les pays avec lesquels BOTAŞ a déjà des contrats d'importation du gaz naturel. Les importations à faire avec les pays avec lesquels BOTAŞ n'a pas des contrats sont soumises à la permission de BOTAŞ.

---

<sup>1116</sup> La loi n° 5669 sur la modification de la loi concernant le marché gazier disponible sur (en turc): <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5669.html> (consulté le 10 décembre 2014).

Dans le cadre de la régulation sur le fonctionnement des réseaux, BOTAŞ a eu certains privilèges contre la concurrence. EPDK n'a pris aucune précaution contre les faits que quelques entreprises ont obtenu les concessions dans plusieurs zones de distribution et elle n'a pas estimé nécessaire de mettre en œuvre le choix d'attribuer des concessions à des entreprises qui sont restées dans le deuxième rang pendant les appels d'offres avec une petite différence. Pendant la privatisation des activités de distribution du gaz naturel d'Ankara dans le cadre de la loi n° 5669, il existe des conséquences contre les consommateurs, et la confiance dans le système de la régulation du marché gazier a été mise à mal. Malgré la disposition claire de la loi n° 4646, la limite pour obtenir la qualité de client éligible a diminué, en plus aucun calendrier à ce propos n'a été prévu par EPDK. C'est ainsi que l'établissement de la concurrence a été retardé. Le calendrier irréaliste prévu pour transférer 80 % des contrats de BOTAŞ n'a pas été adapté au besoin réel. En plus, les précautions pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel n'ont pas été prises. La capacité de stockage du gaz n'a qu'achevé 5% de la consommation totale du pays et la pratique du marché spot n'a pas pu être développé pour développer la sécurité d'approvisionnement en marché gazier.

En conséquence, les modifications apportées pendant le période de la transposition du deuxième paquet énergie n'ont pas été suffisamment appliquées dans le marché gazier turc. Il nécessitait toujours des législations plus solide et réalistes avec une détermination pour leur mise en place pour libéraliser entièrement le marché gazier.

### **TITRE III**

## **LA TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIÈRES EN FRANCE ET EN TURQUIE**

### **LA DIRECTIVE 2009/73/CE ET LE RÈGLEMENT N° 715/2009**

L'Union européenne a fixé trois objectifs pour le marché intrérier de l'énergie en 2020 qui sont de réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990, de porter à 20% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie et d'améliorer de 20% l'efficacité énergétique. Pour y parvenir, la feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 publiée en décembre 2011 examine différents scénarios.



Le gaz naturel jouera un rôle clé dans le bouquet énergétique de l'Union européenne durant les prochaines décennies, notamment pour produire de l'électricité en complément des énergies renouvelables intermittentes. La Commission européenne souligne que « *Le gaz naturel sera essentiel dans la transformation du système énergétique* » en remplacement du charbon et du pétrole à court et à moyen terme pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et en appui des énergies renouvelables intermittentes pour la production d'électricité.

Le développement de réseaux de transport de gaz de grande capacité, flexibilité et interconnecté est bien stratégique pour la sécurité et la compétitivité de l'approvisionnement gazier. Selon l'analyse d'Eurogas du mars 2012, la production de l'Union européenne est restée principale source de gaz naturel avec 34% des approvisionnements en 2011.

Les principaux pays de sources d'importation par gazoducs sont la Russie avec 24% des approvisionnements et des livraisons en hausse, la Norvège avec 19% et l'Algérie avec 8% et des livraisons en repli. La part du GNL est restée stable pendant 2011 et 2012 à 15% dont 7% en provenance du Qatar, premier fournisseur de l'Europe en GNL. Selon les statistiques, en Europe les évolutions dans le secteur gazier se sont traduits par des différences significatives entre les prix des contrats de long terme, largement indexés sur ceux du pétrole et les prix spot.

À cette fin, la mise en œuvre progressive de la politique de la libéralisation du marché du gaz naturel en Europe est en cours depuis 1999. L'enjeu principal dans le marché intérieur du gaz naturel est de faciliter le transport du gaz naturel à travers des grands corridors européens, de renforcer les capacités d'interconnexion des réseaux dans les deux sens et d'adapter les infrastructures à la diversification des sources d'approvisionnement.

La première étape de construire le marché intérieur de l'énergie est de développer des infrastructures prioritaires. Des corridors prioritaires sont définis à l'échelle européenne afin de diversifier les sources et les voies d'approvisionnement et de faciliter les échanges transfrontaliers.

Quatre corridors gaziers prioritaires considérés comme stratégiques pour l'Europe, ont été définis par la Commission européenne. Les projets inscrits dans ces corridors sont détaillés dans les plans régionaux d'investissement destinés à faciliter la coopération entre des pays adjacents. Ces plans régionaux sont ensuite discutés avec les différentes parties prenantes au sein des groupes d'initiatives régionales.

Afin de résoudre les difficultés d'investissements provenant des problèmes d'acceptabilité, de financement, de couverture des risques, la Commission européenne a publié le 19 octobre 2011 une proposition de règlement « *concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes* ». Ce texte vise à encadrer la sélection des projets d'infrastructures d'intérêt commun (« PCI ») et à faciliter leur réalisation. En matière d'infrastructure énergétique le règlement proposé accorde la priorité à 12 corridors et domaines stratégiques. Au sein de ces corridors, les projets d'intérêt commun pourraient bénéficier de procédures administratives spécifiques telles que la réduction des délais, l'allocation des coûts entre pays et de financements de l'Union européenne.

Le règlement n° 994/2010 sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, entré en vigueur le 3 décembre 2010, définit les modalités d'une coordination, d'une coopération et d'une solidarité accrues entre États membres et vise à développer de flux bidirectionnels aux interconnexions transfrontalières.

Les codes de réseau visent à harmoniser l'interopérabilité entre réseaux adjacent implique parallèlement le développement et la vente des capacités, la qualité et l'odorisation du gaz, les règles d'équilibrage, la gestion des infrastructures. La Commission européenne a rédigé la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel (« la directive 2009/73/CE »<sup>1117</sup>) pour offrir une réelle liberté de choix à tous les consommateurs particuliers et entreprises européens, et de créer de nouvelles perspectives d'activités économiques et d'intensifier les échanges transfrontaliers de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité de compétitivité des prix et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable. En supplément aux principes apportés par des précédentes directives, la directive 2009/73/CE permet à tous les consommateurs de choisir librement leurs fournisseurs et à tous les fournisseurs de fournir librement leurs produits à leurs clients. Actuellement, il existe certaines entraves devant la vente de gaz sous les mêmes conditions identiques sans avoir de désavantages et sans subir de discrimination et devant l'accès non discriminatoire aux réseaux et d'avoir un niveau comparable de surveillance réglementaire dans chaque marché gazier dans la Communauté européenne.

Sans une séparation effective des réseaux par rapport aux activités de production et de fourniture (« *découplage effectif* »), il existe toujours un risque de discrimination non

---

<sup>1117</sup> Abrogeant la directive 2003/55/CE.

seulement dans l'exploitation du réseau, mais aussi dans les éléments qui incitent les entreprises verticalement intégrées à investir suffisamment dans leurs réseaux. La dissociation des structures de propriété, qui implique que le propriétaire du réseau soit désigné comme gestionnaire de réseau et qu'il soit indépendant des structures de fourniture et de production, est clairement un moyen efficace et stable de résoudre le conflit d'intérêts intrinsèque et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. D'après le Parlement européen, la séparation entre la propriété et le transport est le moyen le plus efficace de promouvoir de façon non discriminatoire l'investissement dans les infrastructures un accès équitable au réseau pour les nouveaux arrivants et la transparence du marché européen du gaz naturel.

En vue de développer la concurrence sur le marché intérieur du gaz, les gros clients non résidentiels devraient pouvoir librement choisir leurs fournisseurs et avoir la possibilité de conclure des contrats avec plusieurs fournisseurs pour couvrir leurs besoins en gaz. Un État membre a le droit d'opter pour la dissociation intégrale des structures de propriété sur son territoire. C'est ainsi que dans le cadre de la directive 2009/73/CE, différents types d'organisation de marché coexisteront sur le marché intérieur du gaz naturel. Il convient que les mesures que les États membres pourraient prendre pour garantir des conditions de concurrence équitables soient fondées sur des exigences impératives d'intérêt général.

Il est nécessaire que la séparation effective des activités de réseau et des activités de fourniture et de production s'applique dans l'ensemble de l'Union européenne, tant aux entreprises de l'Union qu'aux entreprises n'y appartenant pas. Les autorités de régulation devraient être habilitées à refuser la certification des gestionnaires de réseau de transport qui ne respectent pas les règles de découplage et l'indépendance entre les activités de gestion de réseau et les activités de fourniture et de production.

La sécurité de l'approvisionnement énergétique est un élément essentiel de la sécurité publique liée au fonctionnement efficace du marché intérieur du gaz et à l'intégration des marchés du gaz isolés des États membres.<sup>1118</sup> La sécurité et la compétitivité des importateurs de gaz naturel vers l'Europe sont des priorités. Dans ce but, il existe plusieurs différents projets d'infrastructures de gazoducs en tant que South Stream<sup>1119</sup>, GALSI<sup>1120</sup>, Interconnector

---

<sup>1118</sup> BARYSCH Katinka, « Turkey's role in European Energy Security », Centre for European Reform, London, September 2007, p. 1 - 8.

<sup>1119</sup> South Stream créerait une nouvelle voie d'importation du gaz russe en Europe (Italie, Grèce, Autriche) par la Bulgarie avec un gazoduc d'une capacité de 63 Gm<sup>3</sup>/an fin 2015. FINON Dominique, L'échec économique du projet Nabucco, Leçons pour la politique gazière étrangère de l'Union européenne, Revue de l'Énergie, n° 598, novembre - décembre 2010, p. 378 " La théorie de la concurrence permet aussi d'éclairer l'issue probable de la compétition entre le projet Nabucco et le projet South Stream en les considérant tous deux fictivement comme des firmes achetant leurs inputs aux mêmes sources pour les transformer en un même produit et vendant sur les mêmes marchés en aval. Cette situation est analysée dans la littérature sur la concurrence imparfaite avec entrées".

Turkey-Greece-Italy (« ITGI »)<sup>1121</sup>, Trans-Adriatic Pipeline (« TAP »)<sup>1122</sup> et Nabucco<sup>1123</sup> qui sont à l'étude pour remplacer et diversifier les approvisionnements.<sup>1124</sup>

Afin de faciliter l'accès à des ressources diversifiées et optimiser les possibilités d'arbitrage, l'Union européenne promeut le développement des infrastructures et des capacités d'échange, l'augmentation de la taille et de la liquidité des places de marché et la création d'un marché intégré en 2014. Pour garantir l'accès au transport, des tarifs transparents et non discriminatoires, la directive 2009/73/CE prend des mesures proportionnées applicables à tous les utilisateurs. Afin d'assurer le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, il convient que les régulateurs du marché de l'énergie soient en mesure de prendre des décisions concernant tous les aspects réglementaires pertinents et qu'ils disposent d'une indépendance totale par rapport aux autres intérêts publics ou privés. Les tarifs et les méthodes de calcul des tarifs devraient être fixés par les autorités de régulation nationales sur la base d'une proposition du gestionnaire de réseau de transport ou du ou des gestionnaires de réseau de distribution ou du gestionnaire d'installation de gaz naturel liquéfié ou d'une proposition agréée par ces gestionnaires et les utilisateurs du réseau.

---

<sup>1120</sup> GALSI est d'une capacité de 8 à 10 Gm3/an pourrait relier l'Algérie et l'Italie par l'Albanie.

<sup>1121</sup> IGI est d'une capacité de 10 Gm3/an, relierait la Grèce et l'Italie.

<sup>1122</sup> TAP est d'une capacité de 10 Gm3/an et relierait la Grèce, l'Italie par l'Albanie. Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 3.

<sup>1123</sup> FINON Dominique, « l'Échec Économique du Projet Nabucco, Leçons pour la Politique Gazière Étrangère de l'Union Européenne », Revue de l'Énergie, N° 598, Novembre-Décembre 2010, p. 370. « *Le projet Nabucco a ses fondements plutôt politiques qu'économiques. Non seulement il a obtenu le support des États membres à l'UE, mais aussi des États-Unis qui développe une diplomatie gazière multi-gazoducs dans la région caspienne avec l'objectif d'aider les anciennes Républiques soviétiques à s'extraire de la sphère d'influence russe comme c'était le cas pour le projet d'oléoduc Baku-Tiflis-Ceyhan déposé en 1996 et pour le gazoduc Baku-Tiflis-Erzurum amenant du gaz azéri en Turquie depuis 2008.* », « *Le principal projet de transit parmi les projets prioritaires européens consistait initialement à construire pour 5 milliards euro, mais en 2008 le coût du projet atteignait 8 milliards Euros le gazoduc Nabucco (d'une capacité de 31 Mdm3/an), qui va connecter les marchés d'Europe centrale et le hub de Baumgarten (à la frontière austro-slovaque) au gaz d'Asie centrale, via la Turquie. Un gazoduc complémentaire sous-marin de 8 milliards de dollars, le Trans Caspian Pipeline serait de plus nécessaire pour connecter le Turkménistan au nouveau gazoduc sud-caucasien appelé le Baku-Tiflis-Erzurum qui exporte du gaz azéri vers la Turquie. Ce serait donc pour connecter Nabucco aux champs gaziers des pays du Moyen-Orient (Iraq, Iran) qui ne peuvent pas être connectés au projet d'ici la prochaine décennie. Le projet Nabucco est appuyé depuis 2005 par les compagnies nationales gazières des pays de transit, OMV en Autriche qui est leader du projet, MOL en Hongrie, la Bulgargas, et Transgaz en Roumanie du côté européen, et enfin la BOTAS turque comme partenaire incontournable. RWE est entré dans le consortium en 2007. C'est ainsi que le part de chaque membre du consortium a été réduit de 20% à 16,7%. Le projet Nabucco est supposé attirer le gaz des pays de l'ouest et de l'est de la Caspienne, puis ceux des pays du Moyen-Orient. Néanmoins, aucun contrat gazier de long terme n'est signé entre les producteurs gaziers visés et les gros acheteurs européens membres du consortium Nabucco. Pour être viable économiquement avec un coût de 8 milliards d'euros, le projet doit transporter un flux annuel d'au moins 20 milliards de m3 dès son achèvement. A son origine, les promoteurs du projet ont parié sur le gaz azérie à partir du champ de Shah Deniz 1 en production et du projet Shah Deniz 2 qui devait être développé en 2011, et dont le gaz sera transporté par le gazoduc BTE ou le gaz turkmène si le TCP est construit. Le gazoduc BTE était terminé en 2005 et ouvrait des perspectives d'acheminement du gaz azérie par Nabucco. L'UE a placé le projet Nabucco en tête de liste de ses projets prioritaires. Il bénéficie de l'exemption de la règle de l'accès des tirs aux infrastructures gazières pour la moitié de la capacité afin que les gaziers puissent avoir plus de garanties de rentabilisation de leur mise dans le projet. Le projet bénéficiera également d'une garantie de 200 M Euro par le budget de l'UE et de prêts de la Banque européenne d'investissement (BEI) à hauteur de 2 milliards d'euros sur les 8 milliards. En septembre 2010, le consortium Nabucco a signé un accord avec la BEI (Banque européenne d'investissement), l'EBRD (European Bank for Reconstruction and Développement), l'International Finance Corporation (IFC) pour un prêt de 4 milliards Euro. Selon cet accord, 2 milliards seront prêtés par la BEI, 1,2 milliard par l'EBRD, et 800 millions par l'IFC. Le 13 juillet 2009 à Ankara, une cérémonie de signature fut organisée entre le président de la Commission européenne, les chefs de gouvernement européens qui appuient le projet et le chef de l'État turc.* », p. 372. Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 4.

<sup>1124</sup> SCOTT Catriona, Turkey Balancing Politics and Gas, EUCERS Newsletter, European Centre for Energy Resource Security, Issue 21, February 2013, p. 4-6.

En outre, il convient également d'encourager fortement les investissements dans la réalisation de grandes infrastructures nouvelles tout en assurant le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel. Pour renforcer l'effet positif que les projets d'infrastructures bénéficiant d'une dérogation exercent sur la concurrence et la sécurité de l'approvisionnement, l'intérêt de ces projets pour le marché devrait être analysé pendant leur phase de planification et des règles de gestion de la congestion devraient être mises en œuvre. Lorsqu'une infrastructure est située sur le territoire de plusieurs États membres, l'ACER devrait traiter en dernier recours la demande de dérogation afin de mieux prendre en compte ses incidences transfrontalières et de faciliter le traitement administratif de la demande. Les entreprises ayant des intérêts en termes de fourniture et de production devraient pouvoir bénéficier d'une dérogation partielle temporaire aux règles de dissociation. Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, cette possibilité de dérogation temporaire devrait notamment s'appliquer aux nouveaux gazoducs sur le territoire de l'Union européenne qui acheminent le gaz de pays tiers vers l'Europe. Les dérogations accordées en vertu de la directive 2003/55/CE continuent de s'appliquer jusqu'à leur terme prévu, indiqué dans la décision d'octroi de la dérogation.

ENTSOG regroupe à l'heure actuelle 39 opérateurs de transport répartis sur 23 États membres. ENTSOG élabore des codes de réseaux dans le but d'harmoniser les règles de marché gazier pour toutes les questions transfrontalières y compris allocations de capacité, équilibrage, tarif, interopérabilité, transparence. Les codes de réseau au sein de l'ENTSOG visent à harmoniser les règles du secteur gazier pour toutes les questions transfrontalières en tant que l'allocation de capacité, l'équilibrage, les tarifs, l'interopérabilité, la transparence.

Pour assurer la cohérence entre ces différents domaines, les régulateurs ont défini une organisation cible pour le marché gazier européen (« *Gas Target Model* ») présentée lors du Forum de Madrid en mars 2012 et repose sur les places du marché gazier efficace et suffisamment interconnecté.

Lorsque l'on analyse la situation actuelle du marché intérieur du gaz naturel, on constate qu'il manque de liquidité et de transparence et ce fait entrave l'attribution efficace des ressources, la couverture des risques et l'entrée de nouveaux arrivants. La directive 2009/73/CE souligne également l'importance de surveiller l'équilibre entre l'offre et la demande dans les différents États membres en tenant compte de la capacité d'interconnexion entre les zones. La mise en place et la maintenance de l'infrastructure de réseau gazier

nécessaire devraient contribuer à un approvisionnement stable en gaz naturel. À la fois, les États membres devraient veiller à ce que les clients soient informés de leurs droits d'être approvisionnés en gaz naturel d'une qualité bien défini à des prix raisonnables.

La directive 2009/73/CE vise le respect des obligations de service public. Elle fixe des normes minimales communes à être respectés par tous les États membres en prenant en compte les objectifs de la protection des consommateurs de la sécurité d'approvisionnement et de l'égalité des niveaux de concurrence dans tous les États membres. Il convient que les intérêts des consommateurs soient au cœur de la directive 2009/73/CE et que la qualité du service constitue une responsabilité centrale pour les entreprises de gaz naturel.

Au niveau européen des corridors prioritaires<sup>1125</sup> sont définis pour diversifier les sources et les voies d'approvisionnement et de faciliter les échanges transfrontaliers du gaz naturel.<sup>1126</sup> C'est ainsi que les États membres doivent faire leur mieux pour promouvoir une concurrence équitable et un accès aisé à des différents fournisseurs et de permettre aux consommateurs de profiter pleinement des opportunités d'un marché intérieur du gaz naturel libéralisé. À ce but, les États membres favorisent l'intégration et l'interconnexion de leurs marchés nationaux de l'énergie et la coopération des gestionnaires de réseaux à l'échelon européenne et régional, en incorporant les systèmes isolés. La directive 2009/73/CE a pour objet d'avoir un réseau des interconnexions transfrontalières à l'échelle européen et d'assurer des règles communes pour un véritable marché intérieur et une large offre de gaz.

La création dumarché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel ne peut donc que être réalisée qu'au niveau européen. Dans cette optique, la directive 2009/73/CE explique comment l'Union européenne peut prendre des mesures conformément au principe de subsidiarité et de proportionnalité consacré à l'article 5 du traité. En vertu de l'article 53 de la directive 2009/73/CE, cette dernière abroge la directive 2003/55/CE avec effet au 3 mars 2011 et en vertu de l'article 54, les États membres doivent mettre en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer avant le 3 mars 2011<sup>1127</sup> et ils était dû informer la Commission européenne immédiatement.

---

<sup>1125</sup> Les projets labellisés « *projets d'intérêt commun* » pourraient bénéficier de procédures spécifiques pour accélérer leur réalisation et de financements de l'Union européenne.

<sup>1126</sup> FINON Dominique, L'échec économique du projet Nabucco, Leçons pour la politique gazière étrangère de l'Union européenne, Revue de l'Énergie, n° 598, novembre - décembre 2010, p. 370 - 381.

<sup>1127</sup> Les États membres appliquent les dispositions de la directive 2009/73/CE à partir du 3 mars 2011, à l'exception de l'article 11 concernant la certification des pays tiers qui serait appliqué à partir du 3 mars 2013.

Sous ce chapitre, nous évoquerons tout d'abord les lignes directrices de la directive 2009/73 /CE et du règlement n° 715/2009 (Chapitre I), par la suite nous traiterons les effets de la troisième package gazier dans le marché du gaz en France (Chapitre II) et en Turquie (Chapitre III).

## **CHAPITRE I**

### **LE TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL : LA DIRECTIVE 2009/73/CE ET LE RÈGLEMENT N° 715/2009**

#### **SECTION 1.**

##### **LA DIRECTIVE 2009/73/CE**

La directive 2009/73/CE établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage de gaz naturel et définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, l'accès au marché gazier, les critères et les

procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisation pour le transport, la distribution, la fourniture et le stockage de gaz naturel ainsi que l'exploitation des réseaux.<sup>1128</sup>

La Commission européenne vise à assurer la liquidité des marchés de gros du gaz naturel, l'organisation cible européenne préconise la création de zones « *entrée - sortie* » avec des points d'échange virtuels. Les capacités d'interconnexion entre les zones gazières sont vendues aux enchères de façon groupée pour garantir un marché gazier concurrentiel.

Avant que la Commission européenne lance une politique de créer un marché intérieur du gaz naturel dans la plupart des États membres, les entreprises nationales du gaz tenaient des droits exclusives *de facto* ou *de jure* pour importer et exporter du gaz et de construire les infrastructures pour le transport, la distribution, le storage du gaz.<sup>1129</sup> Par l'entrée en vigueur de la première directive concernant le marché intérieur du gaz naturel, tous ces droits exclusives ont été visés de supprimer pour faciliter l'ouverture du marché gazier et l'accès des tiers aux réseaux et d'établir les procédures de l'autorisation non discriminatoire pour la construction des installations du gaz naturel. Ainsi tous les principes fondamentaux du premier paquet énergie ont été gardés dans les paquets suivants.

## **§ 1. Les principes générales imposées par la directive 2009/73/CE**

Les règles générales d'organisation du secteur gazier en Europe élaborées par les articles 3 - 8 de la directive 2009/73/CE sont les obligations de service public et protection des consommateurs, procédure d'autorisation, suivi de la sécurité de l'approvisionnement, solidarité régionale, promotion de la coopération régionale et les prescriptions techniques.

### **A. Les obligations de service public et de protection des consommateurs**

Dans le respect du principe de subsidiarité, pour réaliser un marché du gaz naturel concurrentiel, sûr et durable et non discriminatoire pour les droits et obligations des acteurs du marché gazier, les États membres assument une grande responsabilité vis-à-vis leurs consommateurs et veillent à ce que les entreprises de gaz naturel soient exploitées conformément aux principes de la directive 2009/73/CE. À cette fin, dans l'intérêt général les États membres peuvent imposer aux entreprises gazières des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la

---

<sup>1128</sup> L'article 1 (2) de la directive 2009/73/CE dispose que « Les règles établies par la présente directive pour le gaz naturel, y compris le gaz naturel liquéfié (GNL), s'appliquent également, de manière non discriminatoire, au biogaz et au gaz issu de la biomasse ou à d'autres types de gaz, dans la mesure où il est techniquement possible de les injecter et de les transporter en toute sécurité dans le réseau de gaz naturel ».

<sup>1129</sup> SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 71.



fourniture, l'efficacité énergétique et la protection du climat. Toutes ces obligations sont publiées par les États membres dans le respect aux principes de transparence, non discrimination pour un accès égal aux consommateurs nationaux des entreprises de gaz naturel de l'Union européenne. Les États membres prennent les mesures appropriées pour atteindre des objectifs environnementaux et mettre en œuvre une planification à long terme en tenant compte du fait que des tiers pourraient vouloir accéder au réseau.

Pour protéger des clients finals les États membres définissent la pauvreté énergétique et les méthodes de la protection adéquate aux consommateurs vulnérables et veillent à ce que le client éligible puisse changer facilement de fourniture et que tous les clients raccordés au réseau du gaz aient le droit de se procurer le gaz auprès du fournisseur de leur choix indépendamment de l'État membre dans lequel il est enregistré. Les États membres doivent également assurer que les procédures administratives ne constituent pas une entrave pour les entreprises déjà enregistrées en tant que fournisseurs dans un autre État membre.

Les États membres veillent également à ce que si un client souhaite changer de fournisseur dans le respect des conditions contractuelles, ce changement soit effectué par l'opérateur ou les opérateurs concernés dans un délai de trois semaines ; et les clients aient le droit de recevoir toutes les données pertinentes concernant leur consommation.

Pour atteindre les objectifs en matière de cohésion économique et sociale et de protection de l'environnement, de lutte contre le changement climatique, et de sécurité d'approvisionnement, les États membres mettent en œuvre les mesures appropriées incluant notamment des incitations économiques adéquates, en ayant recours, le cas échéant, à tous les instruments nationaux et européennes existants pour la maintenance et la construction des infrastructures de réseau nécessaires et en particulier de la capacité d'interconnexion.

## **1. La procédure d'autorisation**

La procédure d'autorisation prévue par l'article 4<sup>1130</sup> de la directive 2009/73/CE a été reprise de la directive 98/30/CE sauf certaines insertions nécessaires. Selon cette disposition, la construction et l'exploitation d'installation et la fourniture de gaz naturel exigent l'obtention d'une autorisation tels qu'une licence, un permis, un accord, une concession de l'autorité compétente de l'État concerné. Les critères et les procédures non discriminatoires d'octroi d'autorisations sont rendus publics. Les États membres veillent à ce que les procédures d'autorisation applicables aux installations, aux gazoducs et aux équipements connexes tiennent compte de l'importance du projet pour le marché intérieur du gaz naturel. Les raisons du refus d'une demande de l'autorisation devraient être objectives et non discriminatoires et devraient être communiquées au demandeur puisqu'il forme un recours contre un tel refus. Pour la croissance des zones où la fourniture de gaz est récente et de l'exploitation efficace, les États membres peuvent refuser d'accorder une nouvelle autorisation de construction et d'exploitation de réseaux de distribution par gazoducs dans une zone déterminée.

Les limitations possibles sur le droit de construction des conduites directes sont traitées sous l'article 38 (2)<sup>1131</sup> de la directive 2009/73/CE<sup>1132</sup> qui fixe les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction ou d'exploitation de conduites directes.

## 2. La sécurité d'approvisionnement en énergie

En ce qui concerne la sécurité de l'approvisionnement les États membres assurent le suivi des questions relatives à la matière et délèguent les tâches opportunes aux autorités compétentes nationales. Le suivi de la sécurité de l'approvisionnement assure également

---

<sup>1130</sup> L'article 4 de la directive 2009/73/CE dispose que « 1. Dans les cas où la construction ou l'exploitation d'installations de gaz naturel nécessite une autorisation (par exemple une licence, un permis, une concession, un accord ou une approbation), les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent accordent des autorisations de construction et/ou d'exploitation de ces installations, gazoducs et équipements connexes sur leur territoire, conformément aux paragraphes 2 à 4. Les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent peuvent également octroyer, sur la même base, des autorisations pour la fourniture de gaz naturel et des autorisations à des clients grossistes.

2. Lorsque les États membres ont un système d'autorisations, ils fixent des critères objectifs et non discriminatoires que doit respecter l'entreprise qui sollicite une autorisation pour construire et/ou exploiter des installations de gaz naturel ou qui sollicite une autorisation pour fournir du gaz naturel. Les critères et les procédures non discriminatoires d'octroi d'autorisations sont rendus publics. Les États membres veillent à ce que les procédures d'autorisation applicables aux installations, aux gazoducs et aux équipements connexes tiennent compte, le cas échéant, de l'importance du projet pour le marché intérieur du gaz naturel.

3. Les États membres veillent à ce que les raisons pour lesquelles une autorisation est refusée soient objectives et non discriminatoires et soient communiquées au demandeur. La motivation du refus est notifiée à la Commission pour information. Les États membres établissent une procédure permettant au demandeur de former un recours contre un tel refus.

4. En vue du développement de zones où la fourniture de gaz est récente et de l'exploitation efficace en général, et sans préjudice de l'article 38, les États membres peuvent refuser d'accorder une nouvelle autorisation de construction et d'exploitation de réseaux de distribution par gazoducs dans une zone déterminée une fois que de tels réseaux ont été construits ou que leur construction est envisagée dans cette zone et si la capacité existante ou envisagée n'est pas saturée ».

<sup>1131</sup> « Dans les cas où la construction ou l'exploitation de conduites directes requiert une autorisation (par exemple une licence, un permis, une concession, un accord ou une approbation), les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction ou d'exploitation de conduites directes sur leur territoire. Ces critères sont objectifs, transparents et non discriminatoires ».

<sup>1132</sup> L'article 24 de la directive 2003/55/CE.

l'équilibre entre l'offre et la demande sur les marchés gaziers nationaux, le niveau de la demande prévue et des réserves disponibles, les capacités supplémentaires envisagées en projet ou en construction, la qualité et le niveau de maintenance des réseaux, ainsi que les mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs.<sup>1133</sup>

Dans le but de protéger la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel du marché intérieur, les États membres coopèrent en vue de promouvoir la solidarité régionale et bilatérale. Cette coopération régionale comprend la coordination des mesures nationales d'urgence visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et à identifier la construction ou la modernisation d'interconnexion des réseaux de gaz naturel et à déterminer les conditions et les modalités pratiques de l'assistance mutuelle.

À propos de la promotion de la coopération régionale à titre de première étape vers la création d'un marché intérieur totalement libéralisé, les États membres et leurs autorités nationales coopèrent pour assurer l'intégration de leurs marchés nationaux à un ou plusieurs niveaux régionaux. En particulier, dans le but de créer un marché intérieur compétitif du gaz naturel, les États membres doivent favoriser et faciliter la coopération des gestionnaires de réseau de transport à l'échelon régional sur les questions transfrontalières et doivent renforcer la cohérence de leur cadre juridique, réglementaire et technique, et facilitent l'intégration des réseaux isolés qui forment les « îlots gaziers » subsistant dans l'Union européenne.<sup>1134</sup>

ACER coopère avec les autorités de régulation nationales et les gestionnaires de réseau de transport pour garantir la compatibilité des cadres réglementaires entre les régions. Les États membres veillent également aux gestionnaires de réseau de transport disposant d'un ou de plusieurs réseaux intégrés au niveau régional couvrant deux ou plusieurs États membres pour répartir les capacités et contrôler la sécurité du réseau gazier.<sup>1135</sup>

Pour garantir l'interopérabilité des réseaux, les autorités de régulation veillent à ce que soient définis des critères objectives et non discriminatoires de sécurité techniques fixant les exigences techniques minimales de conception et de fonctionnement en matière de

---

<sup>1133</sup> Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2012-2021, GRTgaz, p. 5.

<sup>1134</sup> Les zones géographiques couvertes par cette coopération régionale incluent les zones géographiques définies conformément à l'article 12, paragraphe 3, du règlement n°715/2009. Cette coopération peut couvrir des zones géographiques supplémentaires.

<sup>1135</sup> SIMM Marion, The interface between Energy, Environment and Competition Rules of the European Union, 2011, p. 23.

raccordement au réseau des installations de GNL, des installations de stockage, des autres réseaux de transport ou de distribution et des conduites directes.

En ce qui concerne l'ouverture du marché gazier les États membres veillent à ce que les clients éligibles comprennent jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2004, les clients éligibles pour le marché intérieur du gaz naturel<sup>1136</sup>. En outre, ils publient les critères de définition de ces clients éligibles à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2004 pour tous les clients non résidentiels et à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007 pour tous les clients.

Par contre, pour éviter tous déséquilibre en matière d'ouverture des marchés du gaz, les contrats de fourniture passés avec un client éligible du réseau d'un autre État membre ne peuvent être interdits si le client est éligible dans les deux réseaux concernés. Dans les mêmes temps, lorsque les transactions sont refusées parce que le client n'est éligible que dans l'un des deux réseaux, la Commission européenne peut obliger la partie qui a formulé le refus à effectuer la fourniture demandée, à la demande de l'un des États membres des deux réseaux.

## **B. Les autorités de régulation nationales de l'énergie**

La nécessité d'avoir une autorité de régulation spécifique en secteur énergétique était apparue indispensable avec l'ouverture des marchés énergétiques dans l'Union européenne afin d'assurer l'accès effectif et non discriminatoire des tiers aux réseaux. Les États membres ont été obligés de créer une telle autorité de régulation spécifique pour le secteur énergétique par le deuxième paquet énergie. Néanmoins, la première structure des autorités de régulations était assez faible pour pouvoir satisfaire les critères de l'indépendance vis-à-vis des Gouvernements. Au début, les pouvoirs attribués aux autorités de régulation de l'énergie sous le droit européenne de l'énergie était limitée par la fixation des tarifs, la résolution des litiges provenant des discrimination entre les acteurs ou clients du marché gazier et la surveillance des activités des entreprises de réseaux.

Dans la note interprétative<sup>1137</sup> sur les autorités de régulation publiée le 22 janvier 2010 par la Commission européenne, cette dernière précise bien son approche générale en la matière. Si l'on analyse la directive 2009/73/CE, on constate qu'il y a un entier chapitre sur l'autorité de régulation qui contient des provisions plus détaillées que les précédentes directives. Par exemple, l'article 39 « *Désignation et indépendance des autorités de*

---

<sup>1136</sup> L'article 37 de la directive 2009/73/CE.

<sup>1137</sup> Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in naturel gas – the regulatory authorities. Appendix 12 of EU Energy Law, p. 977.

*régulation* » détermine dans son premier paragraphe que « *Chaque État membre désigne une seule autorité de régulation nationale au niveau national* ». C'est ainsi que tous les États membres ne doivent pas partager les pouvoirs parmi plusieurs entités, mais les attribuer à une seule entité.

En exception, un État membre peut désigner des autorités de régulation pour des petits réseaux situés sur une région géographiquement distincte.<sup>1138</sup> Cette dérogation est sans préjudice de la désignation d'un représentant de haut niveau à des fins de représentation et de contact au niveau européenne au sein du conseil des régulateurs de l'ACER.

Les États membres garantissent l'indépendance de l'autorité de régulation du marché énergétique et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente. Les tâches de régulation du marché énergétique principalement prévues par la directive 2009/73/CE sont le fait que l'autorité de régulation soit juridiquement distincte et fonctionnellement indépendante de toute autre entité publique ou privée; l'autorité de régulation veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion agissent indépendamment de tout intérêt commercial et ne sollicitent ni n'acceptent d'instructions directes d'aucun gouvernement ou autre entité publique ou privée.

Pour protéger l'indépendance de l'autorité de régulation les États membres veillent à ce que l'autorité de régulation puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique, bénéficie de crédits budgétaires annuels séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations et les membres du conseil de l'autorité de régulation ou les cadres supérieurs de l'autorité de régulation soient nommés pour une période déterminée comprise entre cinq et sept ans maximum, renouvelable une fois.

Les membres du conseil ou, en l'absence d'un conseil, les cadres supérieurs ne peuvent être démis de leurs fonctions au cours de leur mandat que s'ils ne satisfont plus aux conditions fixées par le présent article ou ont commis une faute selon le droit national.

## **1. Les objectifs généraux de l'autorité de régulation**

Dans le cadre des missions et compétences attribuées à l'autorité de régulation, cette dernière prend toutes les mesures raisonnables pour atteindre les objectifs en étroite

---

<sup>1138</sup> Selon l'article 39 (3) de la directive 2009/73/CE, la consommation des petits réseaux situés sur une région géographiquement distincte est pour l'année 2008 équivalent à moins de 3 % de la consommation totale de l'État membre dont elle fait partie.

concertation avec les autres autorités nationales concernées et les autorités de concurrence. En étroite collaboration avec l'ACER, l'autorité de régulation doit promouvoir les autorités de régulation des autres États membres et la Commission, un marché intérieur du gaz naturel concurrentiel, sûr et durable pour l'environnement au sein de la Communauté, et une ouverture effective du marché pour l'ensemble des clients et des fournisseurs de la Communauté, et garantir des conditions appropriées pour que les réseaux de gaz fonctionnent de manière effective et fiable, en tenant compte d'objectifs à long terme.

L'autorité de régulation doit développer des marchés régionaux concurrentiels et fonctionnant correctement au sein de la Communauté et supprimer les entraves au commerce du gaz naturel entre États membres, notamment en mettant en place des capacités de transport transfrontalier suffisantes pour répondre à la demande et renforcer l'intégration des marchés nationaux, ce qui devrait permettre au gaz naturel de mieux circuler dans l'ensemble de la Communauté.

Conformément aux objectifs généraux de politique énergétique et de la manière la plus avantageuse par rapport au coût réel, l'autorité de régulation contribue à assurer la mise en place de réseaux non-discriminatoires, sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs. En plus, elle promouvoit l'adéquation des réseaux et l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production de gaz, à grande ou à petite échelle à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution.

L'Autorité de régulation facilite l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché et l'intégration de la production de gaz à partir de sources d'énergie renouvelables et améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché.

En outre, l'autorité de régulation garantit que les clients bénéficient du fonctionnement efficace des marchés nationaux, promouvoir une concurrence effective et contribuer à garantir la protection des consommateurs et contribuer à assurer un service public de grande qualité dans le secteur du gaz naturel et contribuer à la protection des clients vulnérables et à la compatibilité des mécanismes nécessaires d'échange de données pour permettre aux clients de changer de fournisseur.

## **2. Les missions et compétences de l'autorité de régulation**

Les missions et compétences de l'autorité de régulation déterminées dans l'article 41 de la directive 2009/73/CE en tant que un bouquet minimum à adopter par les États membres dans leurs législations nationales doivent être interprétées avec les objectifs des autorités de régulation. La directive donne une marge de manœuvre assez large aux États membres pour déterminer les pouvoirs et compétences de leurs autorités de régulation.

Les principales compétences prévues de l'autorité de régulation du marché énergétique sont de fixer ou approuver les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul selon des critères transparents et de garantir le respect par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution et les propriétaires de réseau, ainsi que par les entreprises de gaz naturel, des obligations. Notamment, en ce qui concerne les questions transfrontalières, elle coopère sur les questions transfrontalières avec la ou les autorités de régulation des États membres concernés et avec l'ACER. L'autorité de régulation se conforme aux décisions juridiquement contraignantes de l'ACER et de la Commission européenne, et les met en œuvre, présente un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions aux autorités compétentes des États membres, à l'ACER et à la Commission européenne. Elle justifie également qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de transport, de distribution, de stockage, de GNL et de fourniture.

En supplément à ces compétences, elle sont également chargées de surveiller les plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport et fournir, dans son rapport annuel, une analyse des plans d'investissement des gestionnaires de réseau de transport du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté. Elle veille au respect des règles régissant la sécurité et la fiabilité du réseau et évalue leurs performances passées et définit ou approuve des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou y contribue en collaboration avec d'autres autorités compétentes.

L'autorité de régulation doit surveiller le degré de transparence et de prix de gros, et veiller au respect des obligations de transparence par les entreprises de gaz naturel ; le niveau et l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de concurrence pour les marchés de gros et de détail, y compris pour les bourses d'échange de gaz naturel. Elle surveille également les prix facturés aux clients résidentiels, les systèmes de paiement anticipé, les taux de changement de fournisseur, les taux de coupure, les redevances au titre des services de

maintenance et l'exécution de ces services, et les plaintes des clients résidentiels, et les distorsions ou restrictions de concurrence éventuelles, en communiquant notamment toutes les informations utiles et en déférant les affaires qui le justifient aux autorités de la concurrence compétentes.

L'autorité de régulation a la mission de surveiller l'apparition de pratiques contractuelles restrictives, y compris des clauses d'exclusivité qui peuvent empêcher de grands clients non-résidentiels de passer contrat simultanément avec plus d'un fournisseur, ou qui pourraient limiter leur choix en la matière, et informer les autorités nationales de concurrence de ces pratiques. Elle respecte la liberté contractuelle en matière de contrats de fourniture interruptible et de contrats à long terme dès lors qu'ils sont compatibles avec le droit européenne et conformes aux politiques européennes ; le temps pris par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution pour effectuer les raccordements et les réparations; surveille et évalue les conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et aux autres services auxiliaires.

En collaboration avec d'autres autorités compétentes, l'autorité de régulation contribue à garantir l'effectivité et la mise en œuvre des mesures de protection des consommateurs et publie des recommandations sur la conformité des prix de fourniture avec et les transmette aux autorités de concurrence. Elle doit garantir l'accès aux données de consommation des clients, la mise à disposition en vue d'une utilisation facultative, d'une méthode facilement compréhensible de présentation harmonisée au niveau national des données de consommation et l'accès rapide de tous les consommateurs à ces données.

L'autorité de régulation doit surveiller la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités des gestionnaires de réseau de transport, des gestionnaires de réseau de distribution, des fournisseurs, des clients et autres acteurs du marché conformément au règlement n° 715/2009. Elle surveille le respect par le propriétaire du réseau de transport et le gestionnaire de réseau indépendant de leurs obligations, surveille les relations et les communications entre le gestionnaire de réseau indépendant et le propriétaire de réseau de transport de manière à s'assurer que le gestionnaire de réseau indépendant se conforme à ses obligations. En particulier, elle approuve les contrats et agit en tant qu'autorité de règlement des litiges entre le gestionnaire de réseau indépendant et le propriétaire de réseau de transport à la suite de toute plainte présentée par l'une des parties, pour le premier plan décennal de développement du réseau, approuve la planification des investissements et le plan de



développement pluriannuel du réseau présentés annuellement par le gestionnaire de réseau indépendant; fait en sorte que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci, pour autant qu'ils soient engagés d'une manière économiquement rationnelle, a le pouvoir de procéder à des inspections, y compris inopinées, dans les locaux du propriétaire du réseau de transport et du gestionnaire de réseau indépendant.

Les États membres veillent à ce que les autorités de régulation disposent des pouvoirs nécessaires pour s'acquitter des missions. À cet effet, l'autorité de régulation se voit confier au moins les compétences suivantes prendre des décisions contraignantes à l'égard des entreprises de gaz naturel ; procéder à des enquêtes sur le fonctionnement des marchés du gaz et arrêter et imposer les mesures proportionnées et nécessaires afin de promouvoir une concurrence effective et d'assurer le bon fonctionnement du marché.

Le cas échéant, l'autorité de régulation a aussi compétence pour coopérer avec l'autorité nationale de la concurrence et les régulateurs des marchés financiers ou la Commission dans le cadre d'une enquête concernant le droit de la concurrence ; exiger des entreprises de gaz naturel toute information nécessaire à l'exécution de ses tâches, y compris la justification de tout refus de donner accès à un tiers, et toute information sur les mesures nécessaires pour renforcer le réseau. Elle doit infliger des sanctions effectives, proportionnées et dissuasives à l'encontre des entreprises de gaz naturel qui ne respectent pas les obligations qui leur incombent en vertu de la présente directive ou des décisions juridiquement contraignantes applicables de l'autorité de régulation ou de l'agence, ou proposer qu'une juridiction compétente inflige de telles sanctions. Ses missions comprennent le pouvoir d'infliger ou de proposer d'infliger au gestionnaire de réseau de transport ou à l'entreprise verticalement intégrée, selon le cas, des sanctions allant jusqu'à 10% du chiffre d'affaires annuel du gestionnaire de réseau de transport ou de l'entreprise verticalement intégrée, pour non-respect des obligations qui leur incombent en vertu de la présente directive; et droits d'enquête appropriés et pouvoirs d'instruction nécessaires pour le règlement des litiges conformément aux paragraphes 11 et 12 de l'article 41 de la directive 2009/73/CE.

En outre, les missions et compétences, lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport a été désigné, l'autorité de régulation se voit confier au moins les missions et compétences suivantes infliger des sanctions pour comportement discriminatoire en faveur de l'entreprise

verticalement intégrée. L'autorité de régulation doit surveiller les communications entre le gestionnaire de réseau de transport et l'entreprise verticalement intégrée pour s'assurer que ledit gestionnaire remplit ses obligations, agir en tant qu'autorité de règlement des litiges entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport à la suite de toute plainte, surveiller les relations commerciales et financières, y compris les prêts, entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport. Elle approuve toutes les conventions commerciales et financières entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport à la condition qu'elles respectent les conditions du marché ; demande des justifications à l'entreprise verticalement intégrée lorsqu'elle est saisie par le cadre chargé du respect des engagements.

Les justifications comprennent notamment des éléments de preuve démontrant qu'il n'y a eu aucun comportement discriminatoire tendant à avantager l'entreprise verticalement intégrée ; effectuer des inspections, y compris des inspections inopinées, dans les locaux de l'entreprise verticalement intégrée et du gestionnaire de réseau de transport. Elle assigne toutes les tâches ou certaines tâches du gestionnaire de réseau de transport à un gestionnaire de réseau indépendant en cas de non-respect persistant par le gestionnaire de réseau de transport des obligations qui lui incombent en vertu de la présente directive, plus particulièrement en cas de comportement discriminatoire répété au bénéfice de l'entreprise verticalement intégrée.

Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir, les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution et les conditions et tarifs d'accès aux installations de GNL. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux et des installations de GNL, les conditions de la prestation de services d'équilibrage, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'équilibrage sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs ; et l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'équilibrage, les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées, tant à

court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.

Les autorités de régulation surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux de transport de gaz, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. À cet effet, les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'attribution de capacités, aux autorités de régulation nationales. Les autorités de régulation nationales peuvent demander la modification de ces règles.

Toute partie ayant un grief à faire valoir contre un gestionnaire de réseau de transport, de stockage, de GNL ou de distribution en ce qui concerne les obligations imposées audit gestionnaire peut s'adresser à l'autorité de régulation qui, agissant en tant qu'autorité de règlement du litige, prend une décision dans un délai de deux mois après la réception de la plainte. La décision de l'autorité de régulation est contraignante pour autant qu'elle ne soit pas annulée à la suite d'un recours.

Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodes prise en vertu du présent article, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation, concernant les tarifs ou méthodes proposés, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.

Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs. Les autorités de régulation motivent et justifient pleinement leurs décisions afin de permettre un contrôle juridictionnel.

En ce qui concerne le régime réglementaire applicable aux questions transfrontalières, les autorités de régulation se consultent et coopèrent étroitement, et s'échangent et communiquent à l'ACER toute information nécessaire à l'exécution des leurs tâches. Les autorités de régulation coopèrent au moins à l'échelon régional afin de favoriser la mise en place de modalités pratiques pour permettre une gestion optimale du réseau, promouvoir les bourses d'échange de gaz et l'attribution de capacités transfrontalières et pour permettre un

niveau adéquat de capacités d'interconnexion, y compris par de nouvelles interconnexions, au sein de la région et entre les régions afin qu'une concurrence effective puisse s'installer et que la sécurité de l'approvisionnement puisse être renforcée, sans opérer de discrimination entre les entreprises de fourniture dans les différents États membres. L'autorité de régulation doit coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires de réseau de transport et les autres acteurs du marché concernés ; et de coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

De même, en vue de favoriser la coopération en matière de régulation, les autorités de régulation nationales ont le droit de conclure entre elles des accords de coopération. La Commission peut adopter des lignes directrices sur l'étendue des devoirs de coopération des autorités de régulation entre elles et avec l'ACER.

## **§ 2. La libéralisation du marché gazier**

### **A. Le transport, le stockage et GNL**

#### **1. La dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport « *Ownership unbundling* »**

L'article 9 de la directive 2009/73/CE précise les principes fondamentaux dans son premier paragraphe dispose que « *a) chaque entreprise qui possède un réseau de transport agit en qualité de gestionnaire de réseau de transport* », selon cette disposition posant le principe essentiel de la dissociation de la propriétaire, le propriétaire du réseau de transport se comporte comme le gestionnaire de réseau de transport.

Dans le cas où plusieurs opérateurs du système de transport créent un joint-venture qui agit comme un opérateur du système de transport dans les deux ou plusieurs États membres. Si les réseaux sont maintenus par les sociétés mères et ces dernières n'ont pas de contrôle sur le joint – venture, il ne serait pas conforme au principe posé par l'article 9 (1) (a).

La disposition 9 (5)<sup>1139</sup> de la directive 2009/73/CE s'explique cette situation en disant que si les opérateurs de système de transport dissociés créent un joint-venture qui agit comme

---

<sup>1139</sup> L'article 9 (5) « *L'obligation définie au paragraphe 1, point a), du présent article, est réputée satisfaite dans une situation où deux entreprises ou plus qui possèdent des réseaux de transport ont créé une entreprise commune qui joue le rôle de gestionnaire de réseau de transport dans deux États membres ou plus pour les réseaux de transport concernés. Aucune autre entreprise ne peut participer à l'entreprise commune, sauf si elle a été agréée en vertu de l'article 14 en tant que gestionnaire de réseau indépendant ou gestionnaire de transport indépendant aux fins du chapitre IV* ».

l'opérateur du système de transport dans deux ou plusieurs États membres, ils peuvent garder la propriété de leurs réseaux.

Notamment, le paragraphe (1) (b) de l'article 9 détermine que « *la ou les mêmes personnes ne soient pas autorisées i) ni à exercer un contrôle direct ou indirect sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture, et à exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport; et ii) ni à exercer un contrôle direct ou indirect sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport et à exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture* ».

Le contrôle cité dans cette disposition doit être interprété avec le considérant 10 de la directive 2009/73/CE qui définit le terme « *contrôle* » est reprise du règlement n° 139 /2004 du Conseil du 20 janvier 2004 relatif au contrôle des concertations entre entreprises.

En outre, les États membres veillent également à ce que « *la ou les mêmes personnes ne soient pas autorisées à désigner les membres du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise d'un gestionnaire de réseau de transport ou d'un réseau de transport, et à exercer un contrôle direct ou indirect ou un quelconque pouvoir sur une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture; et la même personne ne soit pas autorisée à être membre du conseil de surveillance, du conseil d'administration ou des organes représentant légalement l'entreprise à la fois d'une entreprise assurant une des fonctions suivantes: production ou fourniture et d'un gestionnaire de réseau de transport ou d'un réseau de transport* ».

Aux fins de la mise en œuvre du principe de dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport, lorsque l'État membre ou un autre organisme public exerçant un contrôle sur un gestionnaire de réseau de transport ou un réseau de transport et d'autre part une entreprise assurant une des fonctions de production ou fourniture, ne peuvent pas constituées par les mêmes personnes.

## **2. La désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport**

Une entreprise désignée en tant que gestionnaire de réseau de transport doit être certifiée conformément aux procédures déterminées dans l'article 10 de la directive 2009/73/CE et l'article 3 du règlement n° 715/2009. En application de la procédure de

certification, les entreprises possédant un réseau de transport conformément aux exigences prévues à l'article 9 que nous avons analysé ci-dessus, elles sont certifiées comme gestionnaires de réseau de transport par les États membres. La liste des gestionnaires de réseau de transport se communique à la Commission européenne et se publie au Journal officiel de l'Union européenne.

Les autorités de régulation veillent au respect constant des exigences par les gestionnaires de réseau de transport. A cette fin, les autorités de régulation ouvrent une procédure de certification en cas de notification de la part du gestionnaire de réseau de transport, lorsqu'elles prennent connaissance d'un changement de pouvoir et d'influence exercés sur des propriétaires ou des gestionnaires de réseau de transport et sur la demande de la Commission. Les autorités de régulation prennent la décision sur la certification d'un gestionnaire de réseau de transport dans quatre mois qui suivent la date de notification de la part du gestionnaire de réseau de transport ou la date de la demande de la Commission. Par la suite, l'autorité de régulation notifie à la Commission sa décision relative à la certification d'un gestionnaire de réseau de transport et la Commission prend une décision conformément à l'article 3 du règlement n° 715/2009. Les autorités de régulation et la Commission peuvent exiger des gestionnaires de réseau de transport et des entreprises assurant une des fonctions de production ou fourniture, toute information utile à l'accomplissement de leurs tâches.

### **3. La certification concernant des pays tiers**

Un propriétaire ou un gestionnaire de réseau de transport sur lesquels une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays non-européens exercent un contrôle peut demander la certification. Dans ce cas les règles précisées dans l'article 10 de la directive 2009/73/CE se remplacent par l'article 11 de ladite directive. L'autorité de régulation informe la Commission de telle demande de certification et toute situation qui peut avoir effet sur une ou plusieurs personnes d'un ou de plusieurs pays non-européens qui acquièrent le contrôle d'un réseau de transport ou du gestionnaire de réseau de transport.

Dans quatre mois suivant la date de la notification, l'autorité de régulation adopte un projet de décision relative à la certification d'un gestionnaire de réseau de transport. Lorsque la demande de la certification par pays tiers s'examine, l'autorité de régulation prend en considération les droits et les obligations de la Communauté européenne provenant du droit international et les accords internationaux qui traite de la question de la sécurité de l'approvisionnement énergétique à l'égard de ce pays tiers et d'autres faits et circonstances du

cas d'espèce. Avant que l'autorité de régulation rende une décision concernant la certification, elle demande l'avis de la Commission européenne pour vérifier le fait que le demandeur se conforme aux exigences relatives à la sécurité énergétique européenne.

À ce stade, la Commission européenne peut demander l'avis de l'ACER. S'il n'a pas été démontré que le demandeur se conforme aux exigences prévues pour la dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport, et puis l'octroi de la certification ne mettre pas en péril la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Union européenne, les demandes de certifications des pays tiers peuvent être refusées. En même temps, les États membres peuvent exercer un contrôle légal au niveau national afin de protéger des intérêts légitimes en matière de sécurité publique, conformément au droit européenne.

#### **4. Les tâches des gestionnaires de réseau de transport d'installation de stockage et d'installation de GNL**

Concernant le gaz naturel, les tâches des gestionnaires de réseau de transport démontent des similitudes avec celles concernant le marché électrique. Tout d'abord les gestionnaires de réseau de transport d'installation de stockage et d'installation de GNL exploitent, entretiennent et développent des installations de transport, de stockage et de GNL sûres, fiables et efficaces, afin d'assurer un marché ouvert, en accordant toute l'attention requise au respect de l'environnement. Ils doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs du réseau et fournir aux autres gestionnaires de réseau de transport, d'installation de stockage, d'installation de GNL et de réseau de distribution des informations suffisantes pour garantir que le transport et le stockage de gaz naturel peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté et doivent fournir aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau.

Les gestionnaires de réseau de transport construisent des capacité transfrontalières suffisantes en vue d'intégrer l'infrastructure européenne de transport en accédant à toutes les demandes de capacité économiquement raisonnables et techniquement réalisables et en prenant en compte la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

Les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique et les règles adoptées pour assurer l'équilibre doivent être

objectives, transparentes et non discriminatoires. Les autorités de régulation peuvent également obliger les gestionnaires de réseau de transport à respecter des normes minimales pour la maintenance et le développement du réseau de transport et les capacités d'interconnexion.

## **5. Le gestionnaire de réseau indépendant**

Si un réseau de transport appartient à une entreprise verticalement intégrée le 3 septembre 2009, sur proposition du propriétaire du réseau de transport, les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les exigences de dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport. L'article 14 de la directive 2009/73/CE prévoit que si le candidat gestionnaire démontre qu'il respecte aux exigences de la dissociation des réseaux de transport et a les ressources financières, techniques, matérielles et humaines nécessaires pour accomplir ses tâches, le candidat gestionnaire s'est engagé à se conformer à un plan décennal de développement du réseau surveillé par l'autorité de régulation, et son aptitude à respecter les obligations concernant la coopération entre gestionnaires de réseau de transport aux échelons européen et régional qui lui incombent en vertu du règlement n° 715/2009.

Chaque gestionnaire de réseau indépendant est chargé d'accorder l'accès au tiers et de gérer cet accès, y compris la perception des redevances d'accès et la perception des redevances d'accès, des redevances résultant de la gestion de la congestion des interconnexions, d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport et assurer la capacité à long terme du réseau de transport, le gestionnaire de réseau indépendant est responsable de la planification de la construction et de la mise en service des nouvelles infrastructures. C'est ainsi que le gestionnaire de réseau indépendant se comporte en tant qu'un gestionnaire de réseau de transport. Le propriétaire de réseau de transport n'est pas responsable de l'octroi et de la gestion de l'accès des tiers, ni de la planification des investissements.

En vertu de l'article 14 (5), lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné, le propriétaire de réseau de transport coopère dans la mesure du possible avec le gestionnaire de réseau indépendant et le soutient dans l'accomplissement de ses tâches, notamment en lui fournissant toutes les informations utiles; finance les investissements décidés par le gestionnaire de réseau indépendant et approuvés par l'autorité de régulation, ou donne son accord à leur financement par toute partie intéressée, y compris le gestionnaire de réseau indépendant. Les montages financiers correspondants sont soumis à l'approbation de l'autorité de régulation. Celle-ci consulte le propriétaire du réseau de transport, ainsi que les



autres parties intéressées, avant de donner son approbation; assure la couverture de la responsabilité relative aux actifs de réseau, à l'exclusion de la responsabilité liée aux tâches du gestionnaire de réseau indépendant; et fournit des garanties pour faciliter le financement de toute extension du réseau, à l'exception des investissements pour lesquels, il a donné son accord en vue de leur financement par toute partie intéressée, notamment le gestionnaire de réseau indépendant.

## **B. La distribution et la fourniture du gaz naturel**

La désignation des gestionnaires de réseau de distribution se fait par les États membres concernés ou en fonction des considérations d'efficacité et d'équilibre économique pour une durée à déterminer par les États membres, ces derniers peuvent également demander aux entreprises propriétaires de désigner un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution.

### **1. Les tâches des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel**

Quant aux tâches des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel, elles sont assez similaires avec celles pour l'électricité et ont été assez clairement expliquées par la directive 2009/73/CE. La principale différence entre la directive 2003/55/CE et 2009/73/CE est l'obligation plus explicite dans l'article 13 (2) sur les gestionnaires de réseau de transport à construire la capacité transfrontalière suffisante à supplément des réseaux existant dans l'article 13 (1) à maintenir et développer leurs systèmes sous les conditions économiques.

L'article 25 de la directive 2009/73/CE précise dans son premier paragraphe la principale tâche des gestionnaires de réseau de distribution en tant qu'assurer la capacité à long terme du réseau de répondre à des demandes raisonnables de distribution de gaz naturel et exploiter, garantir la maintenance et développer les réseaux sûr, fiables et performant en respectant l'environnement et de l'efficacité énergétique. Ces nouvelles obligations reflètent l'augmentation de l'importance de garantir les investissements suffisants dans les gestionnaires de réseaux de distributions et de transports afin de faciliter l'intégration du marché gazier.

Le gestionnaire de réseau de distribution doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs de réseau ou des catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

De même, chaque gestionnaire de réseau de distribution fournit des informations suffisantes aux autres gestionnaires de réseau de distribution, de réseau de transport, d'installation de GNL et d'installation de stockage pour garantir que le transport et le stockage de gaz naturel peuvent se faire d'une manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace du réseau interconnecté. Pour un accès efficace au réseau de distribution pour les utilisateurs du réseau, chaque gestionnaire de réseau de distribution est obligé de fournir les informations nécessaires.

Lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution est chargé de garantir l'équilibre du réseau de distribution, les règles qu'il adopte à cet effet, les règles de tarification pour les redevances à payer les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique sont objectives, transparents et non discriminatoires. Les règles et les prix applicables à la prestation des services par les gestionnaires de réseau de distribution doivent être établies d'une manière non-discriminatoire et en tenant compte des coûts.

## **2. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel**

La Commission européenne explique dans sa communication sur le troisième paquet énergie qu'afin de créer un marché intégré du gaz au niveau européen, il faut tout d'abord que les gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel assurent l'accès équitable aux réseaux. Les gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel étant en étroite et directe relation avec les consommateurs finals ont une grande influence sur les choix de fournisseurs de leurs consommateurs finals. La plupart des difficultés devant l'intégration du marché gazier proviennent de l'insuffisance de la dissociation des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel.

Malgré ce constat, la Commission européenne n'a pas proposé la dissociation de la propriété pour des gestionnaires de réseau de distribution. La principale raison c'est le fait que la Commission avait exigé la dissociation juridique des gestionnaires de réseau de distribution depuis juillet 2007 par la directive 2003/55/CE et quelques mois plus tard la Commission a proposée le troisième paquet énergie. La dissociation des fonctions des gestionnaires de réseau de distribution proposée en 2004 était aussi assez faiblement appliquée dans la pratique.

L'article 2 (20) de la directive 2009/73/CE donne la définition de l'entreprise verticalement intégrée en tant qu'« *une entreprise de gaz naturel ou un groupe d'entreprises de gaz naturel qui confie directement ou indirectement à la même personne ou aux mêmes*

*personnes l'exercice du contrôle et qui assure au moins une des fonctions suivantes : transport, distribution, GNL ou stockage, et au moins une des fonctions suivantes: production ou fourniture de gaz naturel ».*

#### **a. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution**

L'article 26 de la directive 2009/73/CE élabore la dissociation juridique des gestionnaires de réseau de distribution. Selon son premier paragraphe, lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée au moins sur le plan de la forme juridique, il est indépendant de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Cette disposition n'impose aucune obligation de séparer la propriété des actifs du réseau de distribution et de l'entreprise verticalement intégrée. C'est ainsi que les entreprises de distribution du gaz naturel doivent être établies comme les entreprises séparées juridiquement, qui peuvent être les filiales des entreprises verticalement intégrées.

En supplément, lorsque les gestionnaires de réseau de distribution font partie d'une entreprise verticalement intégrée, ils sont indépendants sur le plan de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées à la distribution. Dans ce but, les indices minimaux à appliquer sont identifiées dans l'article 26 (2) de la directive 2009/73/CE. Tout d'abord les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution ne doivent pas faire partie des structures de l'entreprise intégrée de gaz naturel qui sont directement ou indirectement chargée de la gestion quotidienne des activités de production, de transport et de fourniture de gaz naturel.<sup>1140</sup>

Ensuite, les mesures appropriées doivent être prises afin que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance et le gestionnaire de réseau de distribution doit disposer de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise intégrée de gaz naturel, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour exploiter, entretenir ou développer le réseau.

Afin d'exécuter ces tâches, le gestionnaire de réseau de distribution dispose des ressources nécessaires, tant humaines que techniques, financières et matérielles. Cela ne devrait pas empêcher l'existence de mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer

---

<sup>1140</sup> « L'article 26 does not restrict the group of persons responsible for the management of the DSO to the top management, such as members of the executive management and/or members of a board having decision - making Powers. L'article 26 addresses a wider group of persons, including the operational (middle) management of the DSO », Note of the European Commission on unbundling.

que les droits de supervision économique et de gestion de la société mère concernant le rendement des actifs d'une filiale, régulé indirectement. En particulier, la présente disposition permet à la société mère d'approuver le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de distribution, ou tout document équivalent, et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale. En revanche, elle ne permet pas à la société mère de donner des instructions au sujet de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne des décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de conduites de distribution qui n'excèdent pas les limites du plan financier qu'elle a approuvé ou de tout document équivalent.

Enfin, le gestionnaire de réseau de distribution doit établir un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir toute pratique non-discriminatoire et veiller à ce que son application fasse l'objet d'un suivi approprié. Ce programme d'engagements énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que cet objectif soit atteint.

Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, les États membres veillent à ce que ses activités soient surveillées par les autorités de régulation pour que le gestionnaire de réseau de distribution ne puisse pas tirer profit de son intégration verticale pour fausser la concurrence. D'ailleurs, les États membres ont le choix de ne pas appliquer ces dispositions aux entreprises intégrées de gaz naturel qui approvisionnent moins de 100 000 clients raccordés.

En ce qui concerne les obligations de confidentialité, chaque gestionnaire de réseau de distribution doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles provenant de l'exercice de ses activités et empêcher également que les informations sur ses activités qui peuvent être commercialement avantageuses, soient divulguées de manière discriminatoire. Encore dans le cadre de ses obligations de confidentialité, chaque gestionnaire de réseau de distribution ne doit pas exploiter les informations commercialement sensibles obtenues des tiers en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau.

#### **b. Les réseaux fermés de distribution**

Selon l'article 28 de la directive 2009/73/CE, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation nationales peuvent qualifier des réseaux fermés de distribution un réseau qui distribue du gaz seulement à l'intérieur d'un site industriel, commercial ou de partage de services géographiquement assez limité et n'approvisionne pas de clients

résidentiels dans certaines conditions. En générale, du fait des raisons techniques ou sécurité, l'opération et la production des procès des utilisateurs du système sont préférées gardés fermés. Le considérant 28 de la directive 2009/73/CE prévoit que *« Lorsqu'il est fait usage d'un réseau fermé de distribution afin d'assurer l'efficacité optimale d'une fourniture intégrée d'énergie exigeant des normes opérationnelles spécifiques, ou bien que le propriétaire du réseau maintient un réseau fermé de distribution d'abord pour son propre usage, il devrait être possible d'exempter le gestionnaire de réseau de distribution d'obligations qui pourraient constituer une charge administrative injustifiée en raison de la nature particulière des relations entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau. Les sites industriels, commerciaux ou de partage de services, tels que gares ferroviaires, aéroports, hôpitaux, grands terrains de camping avec équipements intégrés, ou installations de l'industrie chimique, peuvent avoir des réseaux fermés de distribution en raison de la nature particulière de leurs opérations ».*

Lorsque les opérations ou le processus de production des utilisateurs de ce réseau sont intégrés pour des raisons spécifiques ayant trait à la technique ou à la sécurité ou bien le réseau à qualifier en tant que le réseau fermé, fournit du gaz essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire du réseau ou aux gestionnaires qui leur sont liées.

Afin d'éviter les obligations administratives pour les réseaux fermés de distribution, les États membres peuvent également demander aux autorités de régulation nationales de les exempter de l'obligation de l'accès des tiers et de veiller à ce que les tarifs ou les méthodes de calcul des tarifs soient approuvés avant leur entrée en vigueur. Puisque il existe une relation assez particulière entre ces réseaux fermés et leurs utilisateurs. Donc, la directive 2009/73/CE prévoit une exception des exigences des tarifs des réseaux ou des méthodologies de la calcule des tarifs.

En outre, l'usage accessoire par un petit nombre de clients résidentiels employés par le propriétaire du réseau de distribution ou associés à lui de façon similaire et situés dans la zone desservie par le réseau fermé de distribution n'interdit pas d'accorder une exemption pour ce réseau fermé de distribution.

## **C. La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité**

Quand il est possible d'établir un gestionnaire de réseau transport combiné et de distribution, les comptes doivent être gardés séparément. L'article 31 de la directive

2009/73/CE prévoit la dissociation comptable en vue de garantir que la comptabilité des entreprises de gaz naturel est tenue conformément des provisions de dissociation comptable de la directive 2009/73/CE. C'est ainsi que les États membres prennent les mesures nécessaires et les entreprises de gaz naturel qui bénéficient d'une dérogation à la présente disposition et veillent au minimum à ce que leur comptabilité interne. Indépendamment du régime de propriété qui leur est applicable et de leur forme juridique, les entreprises de gaz naturel établissent, font contrôler et publient leurs comptes annuels conformément aux règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés anonymes ou à responsabilité limitée.

Les entreprises de gaz naturel tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de GNL et de stockage, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles tiennent également des comptes, qui peuvent être consolidés, pour les autres activités concernant le gaz non liées au transport, à la distribution, au GNL et au stockage.

Jusqu'au 1<sup>ère</sup> juillet 2007, elles tiennent des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Elles font figurer dans la comptabilité interne un bilan et un compte de résultats pour chaque activité. Le contrôle des comptes est indispensable pour la vérification des obligations de l'exerce de ses activités d'une manière d'éviter les discriminations et les subventions croisées. Les entreprises précisent dans leur comptabilité interne les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits ainsi que des moins-values.

L'article 30 de la directive 2009/73/CE se concerne le droit d'accès à la comptabilité en déterminant le fait que les États membres ou les autorités de régulation et sous certaines conditions les autorités de règlement des litiges ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises de gaz naturel. À cette fin, ils gardent également la confidentialité des informations commercialement sensibles sauf si est nécessaire pour permettre aux autorités compétentes d'exercer leurs fonctions.

#### **D. L'organisation de l'accès aux réseaux**

Le troisième paquet énergie exige l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution du gaz naturel. L'article 32 de la directive 2009/73/CE disposent les règles de

l'accès régulé en tant que la publication des tarifs et leur approbation par l'autorité de régulation.

## 1. Les conditions générales pour l'accès aux réseaux

Les États membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, y compris les entreprises de fourniture, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau. Dans le cadre de l'accomplissement de leurs tâches, les gestionnaires de réseau de transport doivent et notamment en ce qui concerne le transport transfrontalier, avoir accès au réseau d'autres gestionnaires de réseau de transport. Il est convenu de préciser que la directive 2009/73/CE ne empêche pas de conclure de contrats à long terme pour autant qu'ils respectent les règles européennes en matière de concurrence.

Cet article ne dispose aucune disposition sur le mécanisme d'équilibrage. Par contre, le considérant 31 de la directive 2009/73/CE traite des mécanismes d'équilibrages. Selon ce considérant, afin d'assurer un accès effectif au marché à tous les acteurs du marché et aux nouveaux arrivants, il est nécessaire de mettre en place des mécanismes d'équilibrage non discriminatoires reflétant les réels coûts. Ceci devrait être réalisé en mettant en place des mécanismes de marché transparents pour la fourniture et l'achat du gaz qui sont nécessaires aux fins d'équilibrage. Dans ce but, les autorités de régulation nationales devront jouer un rôle actif pour veiller à ce que les tarifs d'équilibrage soient non discriminatoires et reflètent les coûts. En vue d'équilibrer les entrées et les sorties de gaz et ne pas mettre le système en danger les acteurs du marché gazier doivent fournir des incitations appropriées.<sup>1141</sup>

## 2. L'accès aux installations de stockage

L'accès aux installations de stockage<sup>1142</sup> se traite dans l'article 33 de la directive 2009/73/CE, les États membres peuvent choisir une formule la plus appropriée à leurs marchés gaziers et le mettre en œuvre conformément aux critères objectifs, transparents et

---

<sup>1141</sup> Le mécanisme d'équilibrage s'examine également sous les responsabilités de l'autorité de régulation nationale.

<sup>1142</sup> « A certain level of flexibility in supplying gas to consumers is indispensable for the gas business. While storage is not the only tool offering flexibility to network users for the supply of their customers, it is one of the most important ones and considering the underlying economics, often the only suitable one. Supply flexibility in the sense of production or import flexibility, line pack and spot gas may also be in principle available, but would often not suit the needs of the customer/network user due to either the scale and the short notice of the entire seasonal flexibility by import flexibility would imply considerable pipeline capacity is left unused thereby exorbitantly increasing capital costs and rendering gas supply uneconomic and not competitive anymore. Production flexibility would usually not allow covering short - term demand hikes, no matter whether they are foreseen or not. Balancing regimes also, cannot fully compensate the functions of storage with respect to the supply of consumers », the note of the Director - General for Energy Transport of the European Commission on third party access to storage facilities ».

non discriminatoires. Ainsi, les autorités de régulation définissent et publient les critères permettant de fixer la sorte de régime d'accès aux installations de stockage et au stockage en conduite.

Dans le cas de l'accès négocié, les États membres ou les autorités de régulation prennent les mesures nécessaires pour que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles puissent négocier un accès aux installations de stockage et au stockage en conduite, lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau l'exige pour des raisons techniques et économiques. Les autorités de régulation exigent des gestionnaires d'installations de stockage et des entreprises de gaz naturel qu'ils publient leurs principales conditions commerciales pour l'utilisation des installations de stockage et du stockage en conduite.

Dans le cas de l'accès réglementé, les autorités de régulation et les États membres prennent des mesures nécessaires pour donner aux entreprises de gaz nature et aux clients éligibles établis à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau interconnecté un droit d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite.

### **3. L'accès aux réseaux de gazoducs en amont**

Les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir que les entreprises de gaz naturel et les clients éligibles peuvent obtenir l'accès aux réseaux de gazoducs en amont, y compris aux installations fournissant des services techniques connexes à cet accès, à l'exception des parties de ces réseaux et installations utilisées pour des opérations locales de production sur le site d'un gisement où le gaz est produit. L'accès aux réseaux de gazoducs en amont est accordé de la manière déterminée par l'État membre conformément aux instruments juridiques pertinents. En tenant compte de la sécurité et de la régularité des approvisionnements, des capacités qui sont ou peuvent raisonnablement être rendues disponibles et de la protection de l'environnement, les États membres appliquent les objectifs que constituent un accès juste et ouvert, la création d'un marché concurrentiel du gaz naturel et la prévention des abus de position dominante.

Pendant le période d'analyse les conditions de permettre tel accès, certaines obligations peuvent engendrer. Par exemple, si les spécifications techniques de l'accès posent certaines difficultés, la demande de l'accès peut être refusée. En outre, il faut éviter les



difficultés qui pourraient porter préjudice à l'efficacité de la production, actuelle et prévue pour l'avenir, d'hydrocarbures. En le faisant, il convient de respecter les besoins raisonnables et dûment justifiés du propriétaire ou du gestionnaire du réseau de gazoducs en amont en matière de transport et de traitement du gaz et appliquer les législation et les procédures administratives en matière d'octroi d'autorisations de production ou de développement en amont.

En cas de litiges transfrontaliers, le système de règlement des litiges de l'État membre de la juridiction duquel relève le réseau de gazoducs en amont qui refuse l'accès est applicable. Dans des litiges transfrontaliers, si le réseau concerné relève de plusieurs États membres, ceux-ci se consultent mutuellement en vue d'assurer que les dispositions de la présente directive sont appliquées de manière cohérente.

#### **4. Le refus de l'accès aux réseaux**

Lorsque l'accès au réseau en se fonde sur le manque de capacité ou lorsque l'accès au réseau les empêcherait de remplir les obligations de service public qui leur sont imposées, ou en raison de graves difficultés économiques et financières dans le cadre des contrats « *take or pay* », en tenant compte des critères et des procédures et de la solution choisie par l'État membre, les entreprises de gaz naturel peuvent refuser en dûment motivant et justifiant leurs décisions. Les États membres peuvent prendre les mesures nécessaires pour assurer que l'entreprise de gaz naturel qui refuse l'accès au réseau en raison d'un manque de capacité ou d'un manque de connexion procède aux améliorations nécessaires dans la mesure où cela se justifie économiquement ou lorsqu'un client potentiel indique qu'il est disposé à les prendre en charge.

#### **5. Les nouvelles infrastructures : interconnexions, installations de GNL ou de stockage**

Les nouvelles grandes infrastructures gazières telles que les interconnexions, les installations de GNL ou de stockage peuvent bénéficier sur demande pendant une durée déterminée d'une dérogation aux dispositions concernant la dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseaux de transport, l'accès des tiers, l'accès aux installations de stockage, l'accès aux réseaux de gazoducs en amont et le subi aux tarifs ou méthodes de calcul des tarifs de transport et de distribution fixés par les autorités de régulation.

La directive 2009/73/CE détermine dans son article 36 dans quelles conditions les nouvelles infrastructures peuvent demander l'exception. Tout d'abord, telle infrastructure doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement au niveau européenne et d'une aucune manière la dérogation attribué à une nouvelle infrastructure ne doit pas porter atteinte à la concurrence ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ni à l'efficacité du fonctionnement du réseau réglementé auquel l'infrastructure est reliée.

D'ailleurs, la nouvelle infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale distincte, au moins sur le plan juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels elle sera construite et les redevances doivent être perçues auprès des utilisateurs de ces nouvelles infrastructures. Sous ces conditions, s'il est justifié que la nouvelle infrastructure concernée ne peut pas être réalisé sans obtenir une telle dérogation, la Commission européenne l'exonère des obligations prévues pour d'autres infrastructures pour une durée déterminée.

La même procédure de dérogation s'applique également aux augmentations significatives de la capacité des infrastructures existantes, ainsi qu'aux modifications de ces infrastructures permettant le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz. Au cas par cas, L'autorité de régulation peut statuer sur la dérogation. Si l'infrastructure concernée est située sur le territoire de plusieurs États membres, l'ACER peut soumettre un avis consultatif aux autorités de régulation des États membres concernés que celles-ci peuvent utiliser comme base de leur décision, dans un délai de deux mois à compter de la date de réception de la demande de dérogation par la dernière de ces autorités de régulation.

Si toutes les autorités de régulation concernées parviennent à un accord sur la demande de dérogation dans un délai de six mois à compter de la date de réception de celle-ci par la dernière des autorités de régulation, elles informent l'agence de leur décision. Lorsque toutes les autorités de régulation concernées ne sont pas parvenues à un accord dans un délai de six mois à compter de la date à laquelle la demande dérogation a été reçue par la dernière de ces autorités, l'ACER exerce les responsabilités conférées aux autorités de régulation des États membres concernés et consulte les autorités de régulation concernées et les demandeurs avant de prendre une décision par laquelle elle peut attribuer, au cas par cas, une entière ou partielle pour la capacité de la nouvelle infrastructure. L'ACER peut imposer des conditions concernant la durée de la dérogation et l'accès sans discrimination à l'infrastructure. Lors de

l'adoption de la décision sur ces conditions, il est tenu compte de la capacité additionnelle à construire ou de la modification de la capacité existante, de la perspective du projet et des circonstances nationales.

Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation arrête les règles et les mécanismes relatifs à la gestion et à l'attribution des capacités. Les règles exigent que tous les utilisateurs potentiels de l'infrastructure soient invités à manifester leur souhait de contracter des capacités avant que l'allocation de la capacité de la nouvelle infrastructure n'ait lieu, y compris pour leur propre usage. L'autorité de régulation exige que les règles de gestion de la congestion incluent l'obligation d'offrir les capacités inutilisées sur le marché et exige que les utilisateurs de l'infrastructure puissent négocier leurs capacités souscrites sur le marché secondaire.

Les États membres peuvent prévoir que leur autorité de régulation ou l'ACER, selon le cas, soumette à l'instance compétente de l'État membre, aux fins de la décision formelle, son avis sur la demande de dérogation. L'autorité de régulation transmet sans délai à la Commission une copie de chaque demande de dérogation. L'autorité compétente notifie sans délai à la Commission la décision ainsi que toutes les informations utiles qui contiennent l'analyse effectuée quant aux incidences de l'octroi de la dérogation sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, les raisons justifiant la durée et la part de la capacité totale de l'infrastructure gazière concernée pour laquelle la dérogation est octroyée, si la dérogation concerne une interconnexion, le résultat de la concertation avec les autorités de régulation concernées et la contribution de l'infrastructure à la diversification de l'approvisionnement en gaz.

Dans un délai de deux mois à compter du jour suivant la réception d'une notification, la Commission peut arrêter une décision exigeant que l'autorité de régulation modifie ou retire la décision d'accorder une dérogation. Ce délai de deux mois peut être prolongé d'une période supplémentaire de deux mois si la Commission sollicite un complément d'informations. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'informations. Le délai initial de deux mois peut aussi être prorogé par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation.

Si les renseignements demandés ne sont pas fournis dans le délai prévu dans la demande, la notification est réputée avoir été retirée, à moins que le délai ait été prorogé avant son expiration par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation, ou que

l'autorité de régulation ait informé la Commission, avant l'expiration du délai fixé, et par une déclaration dûment motivée, qu'elle considère la notification comme étant complète.

L'autorité de régulation se conforme à la décision de la Commission demandant la modification ou le retrait de la décision de dérogation dans un délai d'un mois et en informe la Commission. L'approbation d'une décision de dérogation par la Commission perd effet deux ans après son adoption si la construction de l'infrastructure n'a pas encore commencé, et cinq ans à compter de son adoption si l'infrastructure n'est pas devenue opérationnelle, sauf si la Commission décide qu'un retard est dû à des obstacles majeurs échappant au contrôle de la personne bénéficiant de la dérogation.

## **6. Les conduites directes**

Les États membres prennent les mesures nécessaires pour permettre aux entreprises de gaz naturel établies sur leur territoire d'approvisionner par une conduite directe les clients éligibles et à tout client éligible établi sur leur territoire d'être approvisionné par une conduite directe par des entreprises de gaz naturel. Dans les cas où la construction ou l'exploitation de conduites directes requiert une autorisation, les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction ou d'exploitation de conduites directes sur leur territoire. Ces critères doivent être objectifs, transparents et non discriminatoires. Les États membres peuvent subordonner l'autorisation de construire une conduite directe soit à un refus d'accès au réseau<sup>1143</sup>, soit à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges.

---

<sup>1143</sup> JONES Christopher, EU Energy Law, 2010, p. 85, « *This is more probably a reflection of the fact that it is more difficult to find a valid arguments in favour of limiting direct lines for gas than electricity, at least at transport level. In most cases, tariff mechanisms for gas are not fully postage stamp in nature and the main legitimate reason for refusing permission to construct direct lines is therefore less evident for gas than electricity* ».

## SECTION 2.

### LE RÈGLEMENT N° 715/2009 DU 13 JUILLET 2009

L'expérience acquise par l'application de la directive 2003/55/CE et du règlement n° 1775/2005 et par les lignes directrices en matière de bonnes pratiques adopté en 2002 par le Forum européen de régulation du gaz<sup>1144</sup>, nous a appris qu'afin de mettre en œuvre des principes fondamentaux pour achever un marché intérieur de l'énergie, il convient de mettre en place les dispositions européennes juridiquement exécutoires. Dans cette optique, le troisième paquet énergie a abrogé le règlement n° 1775/2005 qui avait été adopté le 1<sup>er</sup> juillet 2006 et adopté le règlement n° 715/2009 qui contient les six sujets essentiels : tarifs d'accès aux réseaux, les services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport, la gestion de congestion, l'équilibrage, l'allocation des capacités, l'opération du marché secondaire pour la capacité. Le règlement n° 715/2009 et les « *deuxième lignes directrices en matière de bonnes pratiques* » déterminées par le Forum de Madrid du septembre 2003 définissent les règles et principes fondamentaux concernant l'accès au réseau

---

<sup>1144</sup> Le Forum de Madrid.

et les services d'accès des tiers, la gestion de la congestion, la transparence, l'équilibrage et les échanges de droits à capacité.

Le règlement n° 715/2009 vise, en général, à établir des règles non discriminatoires pour déterminer les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et aux installations de GNL et de stockage en vue d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz, et à faciliter l'émergence d'un marché de gros qui fonctionne bien et présente un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement en gaz et à mettre à disposition des mécanismes pour harmoniser les règles d'accès au réseau en matière d'échange transfrontaliers de gaz.

## **§ 1. Les lignes directrices du règlement n° 715/2009**

### **A. Les tarifs d'accès aux réseaux**

Les tarifs d'accès aux réseaux doivent être assurés conformément aux principes de non discrimination et aux exigences de bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel. A cette fin, les critères en fonction desquels les tarifs d'accès aux réseaux sont déterminés tiennent compte de la nécessaire intégrité du secteur gazier européen et reflètent les coûts réels supportés et transparents tout en comprenant un rendement approprié des investissements et en prenant en considération les analyses comparatives des tarifs réalisées par les autorités de régulation. Dans le calcul des tarifs d'accès, c'est ainsi qu'il convient de tenir compte des coûts réels supportés correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et offrant un rendement approprié des investissements et des incitations pour construire de nouvelles infrastructures, notamment une réglementation spécifique réservée aux nouveaux investissements prévue par la directive 2009/73/CE.

Néanmoins, il n'est que possible d'analyser des tarifs d'accès aux réseaux appliqués par différents gestionnaires de réseaux en présence d'une concurrence réelle entre des gazoducs. De même, les tarifs doivent être compatibles avec les dispositions de la directive 2009/73/CE, notamment pour assurer un accès non-discriminatoire au réseau et un niveau comparable de surveillance réglementaire pour enlever des obstacles à la vente du gaz dans les conditions identiques et sans discrimination ni désavantages.

L'article 13 du règlement n° 715/2009 et l'article 32 (1) de la directive 2009/73/CE expliquent que l'accès aux réseaux de transport doit être donné d'une manière non discriminatoire, transparente, régulée et objective. Les exigences non-discriminatoires

signifient que les services similaires et équivalents doivent être dans les mêmes conditions et termes. L'article 32 de la directive 2009/73/CE explique le système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL et dispose que les autorités de régulation fixent les tarifs ou les méthodes de calcul, mais il n'explique pas comment les structurer.

L'article 13 du règlement n° 715/2009 est en étroite relation avec l'article 16 du règlement n° 715/2009 qui traite de la structure des tarifs de transport pour l'allocation des capacités. Notamment, l'article 16 (2) exige que le transport de capacité doit être attribué d'une manière qui contribue aux investissements des nouvelles infrastructures et doit être conforme avec les mécanismes du marché gazier, y compris les marchés spot et « *trading hubs* ».

En vertu de l'article 13, les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport. C'est ainsi que les prix de l'entrée et de la sortie du réseau de transport sont fixé séparément et indépendamment et donc les tarifs ne fixent plus par les contacts individuels. Les mécanismes de répartition des coûts et la méthode de fixation des tarifs concernant les points d'entrée et de sortie sont approuvés par les autorités de régulation nationales. Il convient également préciser que les redevances des réseaux ne calculeraient plus sur la base des flux contractuels après le 3 septembre 2011. Cette interdiction d'application des prix sur les bases des charges de transport contractuelles est définie pour la première fois explicitement dans le troisième paquet énergie.

De sorte que les conditions d'accès aux réseaux, les tarifs ou les méthodes de calculs doivent être approuvées par les autorités nationales de régulation, ces dernières déterminent à la fois leur structure et l'application en pratique. Selon l'article 13 du règlement 715/2009 les autorités de régulation approuvent les tarifs et leurs méthodologies de calcul appliqués par les gestionnaires de réseau de transport conformément à l'article 41 (6) de la directive 2009/73/CE et les tarifs publiés conformément à l'article 32 (1) de la directive 2009/73/CE, sont transparents, tiennent compte de la nécessité d'améliorer l'intégrité des réseaux et reflètent les coûts réels supportés dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et sont transparents, tout en comprenant un rendement approprié des investissements, et prennent en considération les

analyses comparatives des tarifs réalisées par les autorités de régulation et ces tarifs et leurs méthodologies de calcul doivent être appliqués de façon discriminatoire.

Les États membres ont la faculté de décider que les tarifs peuvent aussi être fixés selon des modalités faisant appel au marché, par exemple les enchères pour autant que ces modalités et les recettes qu'elles génèrent soient approuvées par les autorités de régulation<sup>1145</sup>. Afin d'assurer l'efficacité des échanges de gaz et de la concurrence, les tarifs ou leurs méthodologies de calcul doivent être fixés conformément aux besoins et structures du marché concerné en tenant compte des exigences générales du marché intérieur du gaz naturel dans l'Union européenne. Les tarifs ou leurs méthodologies de calcul doivent être fixés d'une manière à éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des réseaux de transport du gaz naturel. Dans l'incitation des investissements de la création des nouveaux réseaux de transport du gaz naturel et des installations du stockage de GNL et du développement et de l'instauration de l'interopérabilité des réseaux de transport, les tarifs et leurs méthodologies de calcul jouent un rôle important.

Les tarifs d'accès aux réseaux de transport du gaz naturel ne doivent pas limiter la liquidité du marché et fausser les échanges transfrontaliers entre différents réseaux de transport. Il y a lieu de préciser que la différence entre les structures tarifaires ou les mécanismes d'équilibrage ne doit pas faire obstacle pour les échanges entre réseaux de transport. Par conséquent, les gestionnaires de réseau de transport prennent le volet de diversifier les structures tarifaires et des principes de tarification concernant l'équilibrage du marché gazier.<sup>1146</sup>

Selon le rapport Brattle, les tarifs d'entrée et de sortie ont leur propre avantage dans la promotion du commerce, de la liquidité et de la compétition du gaz. Dans un tel système, lorsque les utilisateurs des réseaux avec les grandes portefeuilles de transport ont des avantages de l'« *effet de portefeuille* ».

Néanmoins, lorsque le régime entrée-sortie permet de faire la réserve des capacités de l'entrée et sortie, ils créent les conditions du marché les plus flexibles pour les expéditeurs et favorisent le commerce effectif, la liquidité du marché gazier et la capacité du commerce

---

<sup>1145</sup> L'article 13 (2) du règlement n° 715/2009.

<sup>1146</sup> The Brattle report submitted to the European commission highlight the advantages of the entry - exit regime by stating the following « *Although no practical tariff system can perfectly reflect cost, entry - exit tariff regimes have a strong advantage in terms of cost reflectivity compared to point - to - point tariffs in most cases, and that point-to-point charges are prone to lead to discrimination* ». The Brattle Group « *Convergence of non - discriminatory tariff and congestion management systems in the European Gas Sector* », September 2002.



gazière. Dans ces nouvelles conditions, les expéditeurs et les nouveaux entrants peuvent réserver la capacité du gaz sans spécifier à l'avance où le gaz doit être transporté.

Quant à l'écoulement du gaz, il est aisément dirigé par les opérateurs des réseaux via la compression. Le chemin contractuel du gaz ne reflète pas toujours l'écoulement physique du gaz à cause du fait qu'il y a des ressources limitées de gaz naturel et le gaz naturel entre légèrement aux réseaux dans les points déterminés.

Les gestionnaires des réseaux de transport doivent optimiser les coûts de transport et maximiser la stabilité du système général par les échanges physiques du gaz dans les zones disponibles. L'utilisation des tarifs d'entrée et de sortie séparés n'ont pas besoin de fausser le principe de reflet des coûts dans les systèmes où le gaz a l'écoulement dominant sur les longues distances. Il est ainsi possible de permettre les tarifs d'entrée et de sortie à refléter le chemin physique sans s'adresser au chemin contractuel. Cela nécessite d'utiliser le modèle abstrait dans lequel l'écoulement physique du gaz excepté est reflété. La distance de transport reflète ainsi plus de charge comme exigé par le reflet des coûts.

Notamment, lorsque les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent l'un l'autre, les différents tarifs d'entrée et de sortie peuvent être fixés au niveau national. Si les transactions sont exécutées par les différents États membres, les charges doivent être reflétées par les coûts reflétés sur la base de l'écoulement physique du gaz naturel. L'application des tarifs d'entrée et de sortie et les systèmes de réserve de capacité reflètent la pratique des gestionnaires des réseaux de transport.

## **B. Les services d'accès des tiers**

Les services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport sont définis dans l'article 14 du règlement n° 715/2009 et par l'article premier de l'annexe 1 intitulé « *Lignes Directrices Concernant* » du règlement. Selon son article 14, les gestionnaires de réseau de transport veillent à offrir des services à l'ensemble des utilisateurs du réseau de façon non discriminatoire. Les contacts de capacité interruptible permettent aux gestionnaires de réseaux de transport de renoncer à la capacité contractuelle par l'utilisateur des réseaux.

Les gestionnaires offrent aux tiers des services d'accès fermes et interruptibles et le prix de la capacité interruptible doit refléter la probabilité d'interruption. La durée des

services fermes et interruptibles est au moins égale à un jour.<sup>1147</sup> Ils offrent également aux utilisateurs du réseau des services à court et long terme.

Lorsqu'un gestionnaire du réseau de transport offre le même système à plusieurs clients, il doit le faire dans les conditions égales et équivalentes en référant aux contrats de transport harmonisés ou bien à un code des réseaux communs. Les contrats de transport harmonisés et les codes de réseau communs sont conçus de façon à faciliter les échanges et la réutilisation des capacités contractées par les utilisateurs du réseau sans entraver la cession de capacité<sup>1148</sup>. Les gestionnaires de réseau de transport élaborent des codes de réseau et des contrats harmonisés après consultation adéquate des utilisateurs du réseau.

Les contrats de transport comportant une date d'entrée en vigueur non standard ou signés pour une durée inférieure à celle d'un contrat - type de transport annuel, ne donnent pas lieu à des tarifs arbitrairement élevés ou réduits ne reflétant pas la valeur commerciale du service.

En même temps, à condition que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées, des services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport peuvent être accordés à des tiers. Ces garanties ne doivent pas constituer des obstacles indus à l'accès au marché et doivent être non discriminatoires, transparentes et proportionnées. Les gestionnaires de réseau de transport ont recours à des procédures-types de nomination et de renomination. Ils mettent au point des systèmes informatiques et des moyens de communication électronique afin de fournir les données appropriées aux utilisateurs de réseau et de simplifier les transactions comme les nominations, les contrats de capacité et le transfert des droits à capacité entre les utilisateurs des réseaux.

En outre, conformément aux règles de bonne pratiques industrielles, les gestionnaires de réseau de transport harmonisent les procédures de demande et les délais de réponse officiels. Ils prévoient des systèmes en ligne de réservation de capacité et de confirmation après avoir consulté les utilisateurs des réseaux concernés.

En ce qui concerne les redevances, les gestionnaires de réseau de transport n'en reçoivent aucune en contrepartie de la demande d'information des utilisateurs de réseau ou des transactions qui ont trait à leurs contrats de transport et sont effectuées conformément aux

---

<sup>1147</sup> L'annexe 1 du règlement n° 715/2009, article 1 (1).

<sup>1148</sup> L'annexe 1 du règlement n° 715/2009, article 1 (2).

règles et aux procédures - types. Les demandes d'information entraînant des frais excessifs, par exemples les frais des études de faisabilité, peuvent donner lieu à des redevances spécifiques, à condition que celles - ci puissent être dûment justifiées.

Quant à la maintenance des réseaux, les gestionnaires de réseau de transport coopèrent entre eux pour coordonner la maintenance de leurs réseaux respectifs afin de limiter toute interruption des services de transport offerts aux utilisateurs et aux gestionnaires de réseau dans d'autres régions et de garantir les mêmes avantages en matière de sécurité d'approvisionnement, y compris au niveau du transit.

Concernant les services d'accès des tiers en ce qui concerne les installations de stockage et les installations de GNL, selon l'article 15 du règlement n° 715/2009, les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage offrent des services de façon non discriminatoire à l'ensemble des utilisateurs du réseau répondant à la demande du marché. Notamment lorsqu'ils offrent le même service à différents clients, ils le font à des conditions contractuelles équivalentes. Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage offrent des services compatibles avec l'utilisation des réseaux de transport de gaz interconnectés et facilitent l'accès par la coopération avec le gestionnaire de réseau de transport. Les gestionnaires d'installations de GNL rendent publiques les informations nécessaires à la disponibilité et l'utilisation des services dans un délai compatible avec les contraintes commerciales raisonnables des utilisateurs des installations de GNL.

De même, dans le même article, le paragraphe 2 prévoit les obligations pour chaque gestionnaire d'installation de stockage. Selon ce paragraphe, les gestionnaires d'installation de stockage offrent aux tiers des services d'accès fermes et interruptible. Le prix de la capacité interruptible reflète la probabilité d'interruption. Ils offrent également aux utilisateurs d'installations de stockage des services à court et long terme et à la fois liés et non liés de capacité de stockage en volume, de capacité d'injection et de capacité de soutirage.

Des services d'accès peuvent être accordés à des tiers à conditions que les utilisateurs du réseau fournissent des garanties de solvabilité appropriées comme l'on a expliqué ci-dessus pour les services d'accès des tiers en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport. En supplément, concernant le volume minimal requis des capacités des installations de GNL et de stockage, les limites contractuelles sont justifiées sur la base de contraintes techniques et permettent aux petits utilisateurs de stockage d'accéder aux services de stockage.

En conséquence, les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage doivent être en coopération avec les gestionnaires des réseaux interconnectés dans les services de design qui sont compatibles avec l'utilisation du système et ils doivent offrir des services sur une base non-discriminatoire. Il convient de préciser également que les gestionnaires d'installations de GNL ne sont pas dans le champ d'application des dispositions de dissociation légale et comptable et ils peuvent faire partie d'un groupe intégralement vertical et ils peuvent avoir des intérêts commerciaux lorsque les limites contractuelles sur la base minimum de la facilité de GNL devront être basées sur des critères objectifs et techniques.

## **§ 2. La nouvelle organisation du marché gazier par le règlement n° 715/2009**

### **A. Les nouvelles régulations sur l'organisation du marché gazière**

#### **1. L'attribution des capacités et la gestion de la congestion**

En ce qui concerne les principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport, l'article 16 du règlement n° 715/2009 définit que dans la considération de l'intégrité du système et de l'exploitation efficace du réseau, la capacité maximale à tous les points pertinents est mise à la disposition des acteurs du marché. En pratique, il existe plusieurs points sur les réseaux où la capacité contractuelle n'est pas accessible aux tiers lorsqu'il existe des congestions contractuelles. C'est ainsi que la gestion de la congestion émerge où le gestionnaire du système de transport n'est pas capable de faire la capacité disponible du fait que toute capacité était déjà réservée sous les contrats à long terme.

Concernant l'attribution de la capacité disponible, le gestionnaire de réseau de transport doit mettre en œuvre et publier des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités qui fournissent des indices économiques appropriés permettant d'exploiter la capacité technique de manière efficace et maximale, facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures et facilitent les échanges transfrontaliers de gaz naturel. En fonction de l'évolution des conditions du marché, ces capacités doivent être également compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges. De même, ces capacités doivent être compatibles avec les régimes d'accès aux réseaux des États membres.

En outre, les gestionnaires de réseau de transport évaluent régulièrement la situation sur le marché en termes de demande de nouveaux investissements. Les gestionnaires de réseau de transport évaluent la demande du marché et tiennent compte de la sécurité d'approvisionnement pour lancer de nouveaux investissements.

Les mécanismes d'attribution des capacités doivent être compatibles avec les systèmes d'accès aux réseaux des États membres et avec les mécanismes des marchés spot et le centre du commerce du gaz naturel. Ainsi, les mécanismes d'attribution de capacité doivent être compatibles avec les exigences de réserves séparées d'entrée et de sortie de la capacité. Le mécanisme d'attribution doit être payé pour les capacités d'entrée et de sortie. L'exigence que des mécanismes d'attribution doit faciliter le commerce transfrontalier est prise qu'il n'y a pas distinction dans la méthodologie est permis entre les réserves de capacités dans les points de transfert des frontières et les points intérieurs d'entrée et de sortie. Le règlement donne des choix des méthodes d'attribution. Le premier choix est de « *premier arrivant - premier serve* ». <sup>1149</sup>

En matière de la gestion de la congestion, l'article 16 (3) et (4) du règlement n° 715/2009 définissent les principes généraux. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en œuvre et publient des procédures non discriminatoires et transparentes de gestion de la congestion qui facilitent les échanges transfrontaliers de gaz naturel de manière non-discriminatoire et sont fondés sur les principes suivants: a) en cas de congestion contractuelle, le gestionnaire de réseau de transport offre la capacité inutilisée sur le marché primaire au moins sur une base d'arrangement à courts terme et interruptible, et b) les utilisateurs du réseau souhaitant revendre ou sous-louer leur capacité contractuelle inutilisée sur le marché secondaire sont autorisés à le faire et dans ce cas-là, un État membre peut demander que les utilisateurs du réseau le notifient au gestionnaire de réseau de transport ou l'en informent.

D'ailleurs, en cas de congestion physique, le gestionnaire de réseau de transport ou les autorités de régulation appliquent des mécanismes non-discriminatoires et transparents d'attribution des capacités.

Dans l'interprétation des dispositions ci-dessus, l'article 22 du règlement n° 715/2009 doit aussi être pris en considération. Selon cette disposition, chaque gestionnaire de réseau de transport, d'installations de stockage et de GNL prend des mesures appropriées afin de faire

---

<sup>1149</sup> The first come - first served.

en sorte que les droits à capacité puissent être librement échangés et pour faciliter ces échanges de manière transparente et non discriminatoire. Il élabore des contrats et des procédures harmonisés en matière de transport, d'installations de GNL et de stockage sur le marché primaire afin de faciliter l'échange secondaire de capacités et il reconnaît le transfert des droits primaires à capacité lorsque celui-ci est notifié par les utilisateurs du réseau. Les contrats et procédures harmonisés en matière de transport d'installation de GNL et de stockage sont notifiés aux autorités de régulation.

À propos de la fixation et de l'approbation des tarifs et des méthodes et des services d'équilibrage, l'article 41 (9) dispose que les autorités de régulation prévoient des mesures incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.

Quant aux principes des mécanismes d'attribution des capacités et procédures de gestion de la congestion en ce qui concerne les installations de stockage et les installations de GNL, l'article 17 du règlement n° 715/2009 reflète les mêmes principes énumérés dans l'article 16. En principe, en tenant compte de l'intégrité et de l'exploitation du réseau, la capacité maximale des installations de stockage et des installations de GNL est mise à la disposition des acteurs du marché. Les gestionnaires d'installations de GNL et de stockage mettent en œuvre et publient des mécanismes non discriminatoires et transparents d'attribution des capacités. Ces mécanismes d'attribution des capacités doivent fournir des signaux économiques appropriés permettant d'exploiter les capacités de manière efficace et optimale et facilitent les investissements dans les nouvelles infrastructures. En outre, en fonction des conditions du marché, ils doivent être compatibles avec les mécanismes du marché, y compris les marchés spot et les centres d'échanges, tout en étant flexibles et adaptables et avec le régime d'accès aux réseaux connectés.

Néanmoins, les contrats d'utilisation d'installations de GNL et d'installations de stockage doivent comprendre des mesures visant à empêcher la rétention de capacités applicables en cas de congestion contractuelle. Le gestionnaire de réseau doit mettre à disposition sur le marché primaire la capacité inutilisée des installations de GNL et de stockage sans aucune limitation de délai dans le cas des installations de stockage, cette mise à disposition doit être la veille pour le lendemain et interruptible. Les utilisateurs d'installations

de GNL et de stockage souhaitant revendre la capacité contractuelle sur le marché secondaire doivent être autorisés à le faire.

Ainsi, le but essentiel de ces principes est de faire rendre disponible la capacité maximum et d'assurer si le processus de l'attribution de la capacité est compatible avec la procédure de l'attribution de la capacité dans les réseaux interconnectés. En général, les méthodologies des open seasons<sup>1150</sup> et de l'attribution de ce qui arrive premier, servie premier, sont utilisées dans le LNG, mais les ventes aux enchères sont également possibles.

## **2. Les règles et redevances d'équilibrage**

Dans le but de garantir à tous les acteurs du marché et aux nouveaux arrivants un accès effectif au marché, il est nécessaire de mettre en place des mécanismes d'équilibrage non discriminatoires et qui reflètent les coûts. Ceci devrait être réalisé en mettant en place des mécanismes de marché transparents pour la fourniture et l'achat du gaz qui sont nécessaires aux fins d'équilibrage.

Dans les cas où le marché du gaz naturel n'est pas suffisamment liquide, les autorités de régulation nationales exigent un accès aux services spécifiques d'équilibrage qui seront fournis par TSOs. Ainsi, les autorités de régulation nationales jouent un rôle actif pour veiller à ce que les tarifs d'équilibrage soient non discriminatoires et reflètent les coûts. En même temps, des incitations appropriées devraient être fournies pour équilibrer les entrées et les sorties de gaz et ne pas mettre le système en danger.

L'article 21 du règlement n° 715/2009 détermine les règles et redevances d'équilibrage. Les règles d'équilibrage sont conçues de façon équitable, non discriminatoire et transparente et reposent sur des critères objectifs et sont fondées sur le marché. Selon l'article 13 (3) de la directive 2009/73/CE, les règles adoptées par les gestionnaires de réseau de transport de gaz pour assurer l'équilibre doivent être objectives, transparentes et non discriminatoires, y compris les règles de tarification pour les redevances à payer par les utilisateurs du réseau en cas de déséquilibre énergétique. Les conditions, les règles et les prix applicables à la prestation de ces services par les gestionnaires de réseau de transport sont établies d'une manière non discriminatoire et en tenant compte des coûts des services. Il

---

<sup>1150</sup> « *Open season* » signifie la procédure qui sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non-discriminatoire (allocation de capacités).

convient également de préciser que ces règles d'équilibrage reflètent les véritables besoins du système en tenant compte des ressources des gestionnaires du réseau de transport.

En vue de permettre aux utilisateurs du réseau de prendre des mesures correctives en temps utile, le gestionnaire de réseau de transport fournit des informations suffisantes par voie électronique et transmises au moment opportun et fiables sur la situation d'équilibrage des utilisateurs de réseau. Les informations fournies sont fonction du degré d'information dont dispose le gestionnaire de réseau de transport et de la période de liquidation pour laquelle des redevances d'équilibrage sont calculées.

Les redevances d'équilibrage reflètent les coûts et en même temps elles sont suffisamment incitatives pour que les utilisateurs du réseau équilibrent leurs injections et leurs enlèvements du gaz. Elles évitent les subventions croisées entre utilisateurs du réseau et n'empêchent pas l'entrée de nouveaux arrivants sur le marché gazier.

Pour assurer la transparence, les autorités compétentes ou le gestionnaire de réseau de transport publient toute méthodologie de calcul des redevances d'équilibrage. Les États membres veillent aux travaux de l'harmonisation des régimes d'équilibrage, de la rationalisation des structures et des niveaux des redevances d'équilibrage pour faciliter le commerce par les gestionnaires de réseau de transport.

## **B. La transparence et la confidentialité dans le marché gazier européen**

### **1. La transparence des gestionnaires de réseau de transport**

La transparence est notamment importante pour garantir l'accès aux réseaux des tiers. Dans le but de clarifier et rendre plus transparente des informations vis-à-vis des tiers, l'article 13 (1) (d) de la directive 2009/73/CE détermine que donner l'information nécessaire aux utilisateurs des réseaux pour un accès efficace est une des tâches des gestionnaires de réseaux de transport. L'article 41 (1) (i) de la directive 2009/73/CE exige également que les autorités de régulation nationales surveillent le degré de transparence, les prix de gros et veillent au respect des obligations de transparence par les entreprises de gaz naturel.

Le règlement n° 715/2009 définit également les exigences de transparence en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de transport. Le gestionnaire de réseau de transport publie des informations détaillées concernant ses services et conditions appliquées et toute



information technique et commerciale<sup>1151</sup> nécessaire aux utilisateurs du réseau pour obtenir un accès effectif au réseau. Afin de garantir des tarifs transparents, objectifs et non discriminatoires et de favoriser une utilisation efficace du réseau de gaz, les gestionnaires de réseau de transport ou les autorités nationales concernées publient des informations raisonnablement et suffisamment détaillées sur la formation, la méthodologie et la structure des tarifs.

Chaque gestionnaire de réseau de transport publie des informations chiffrées sur les capacités techniques, contractuelles et disponibles pour tous les points pertinents, y compris les points d'entrée et de sortie. Après consultation des utilisateurs du réseau, les points pertinents d'un réseau de transport pour lesquels des informations doivent être publiées, sont approuvés par les autorités compétentes. Le gestionnaire de réseau de transport divulgue toujours les informations requises d'une manière non discriminatoire.

Selon l'article 18 (6) du règlement n° 715/2009, les gestionnaires de réseau de transport rendent publiques les informations sur l'offre et la demande *ex ante* et *ex post*, sur la base des nominations des prévisions et des flux entrants et sortants réalisés sur le réseau. La publication des informations concernant la disponibilité de la capacité du gaz naturel sur les réseaux cause le problème de confidentialité, et, à la fois, pose la préoccupation des points concernés et le niveau des détails qui sont nécessaires concernant ces points concernés. La partie 3.3 de l'annexe du règlement énumère les informations à publier à tous les points pertinents et fréquence de publication. Selon cette disposition, à tous les points pertinents, les gestionnaires de réseau de transport publient sur l'internet, de façon régulière, les informations suivantes concernant l'état jusqu'au pas quotidien des capacités techniques maximales pour des flux dans chaque sens, la capacité contractuelle totale et interruptible, et la capacité disponible pour les dix-huit mois à venir.

---

1151 La définition des informations techniques nécessaires aux utilisateurs pour obtenir un accès effectif au réseau, définition de tous les points pertinents pour les exigences de transparence et informations à publier à tous les points pertinents et fréquence de publication se défini sous la section 3 de l'Annexe du règlement n° 715/2009. L'article 3.1 définit les informations nécessaires aux utilisateurs pour obtenir un accès effectif au réseau. « Les gestionnaires de réseau de transport publient au moins les informations ci-après concernant leurs systèmes et leurs services : a) une description détaillée et complète des différents services offerts et de leurs redevances, b) les différents types de contrat de transport existant pour ces services et, le cas échéant, le code de réseau et/ou les conditions – types définissant les droits et les responsabilités de tous les utilisateurs du réseau, y compris les contrats de transport harmonisés et autres documents pertinents, c) les procédures harmonisées concernant l'utilisation du réseau de transport, y compris la définition des principaux termes, d) les dispositions concernant l'attribution des capacités, la gestion de la congestion et les procédures anti-rétention et de réutilisation, e) les règles applicables à l'échange de capacités sur le marché secondaire vis-à-vis du gestionnaire de réseau de transport, f) le cas échéant, la flexibilité et les marges de tolérance liées au transport et aux autres services, qui ne donnent pas lieu à une redevance spécifique, ainsi que toute marge offerte en supplément et les redevances correspondantes, g) une description détaillée du système gazier du gestionnaire de réseau de transport, indiquant tous les points d'interconnexion de ce système avec ceux d'autres gestionnaires de réseau de transport et/ou les infrastructures gazières, comme les installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et l'infrastructure nécessaire à la fourniture de services auxiliaires tels que définis à l'article 2, point 14, de la directive 2009/73/CE, h) les informations concernant les exigences de qualité et de pression de gaz, i) les règles applicables à la connexion au système exploité par le gestionnaire de réseau de transport, j) en temps utile, toutes les informations concernant les modifications proposées et/ou apportées aux services ou aux conditions, y compris les éléments énumérés aux points a) à i) ».

En ce qui concerne la capacité, dans le réseau du gaz naturel, il y a quelque point d'entrées et plusieurs points de sortie. Un point de sortie sera un point spécifique de sortie du réseau du transport du gaz naturel. Le contrat de transportation exige pour l'acheteur d'identifier un ou plusieurs points d'entrée et de sortie, cela veut dire au moins un point physique d'entrée ou sortie doit être déterminé, sinon il n'est pas possible de diriger l'écoulement du gaz sur le réseau. Du point de vue de l'expéditeur du gaz, il n'est pas possible d'être sûr qu'il a la capacité suffisante pour couvrir le contrat en question. Dans ce contexte, un autre problème émerge : les coûts provenant de la multiplicité des points de sortie sur les réseaux européens. Afin de surmonter ce problème et aborder une balance nécessaire, une analyse d'avantage-coût doit être exécutée par les autorités de régulation nationales des États membres. Dans le souci d'assurer la transparence, l'information sur le plus important point de sortie le plus important et au moins 50% de la capacité de sortie doit être publié sur approbation des autorités de régulation nationales.

En outre, le gestionnaire de réseau de transport doit publier les mesures prises et les dépenses effectuées et les recettes générées aux fins de l'équilibrage du réseau. Les acteurs des marchés concernés communiquent les données importantes au gestionnaire de réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires d'installations de stockage et les gestionnaires d'installations de GNL tiennent toutes les informations énumérées aux articles 18 et 19 et la section 3 de l'annexe du règlement n° 715/2009 à la disposition des autorités nationales, à l'autorité de régulation nationale et de l'autorité nationale de la concurrence et de la Commission européenne.<sup>1152</sup>

La section 3.2 de l'annexe du règlement n° 715/2009 définit les points pertinents pour les exigences de transparence. « *Les points comprennent au moins a) tous les points d'entrée du réseau exploité par un gestionnaire de réseau de transport, b) les points et les zones de sortie les plus importants représentant au minimum 50% de la capacité totale de sortie du réseau d'un gestionnaire de réseau de transport donné, y compris tous les points et zones de sortie couvrant plus de 2% de la capacité totale de sortie du réseau, c) tous les points de connexion avec les réseaux d'autres gestionnaires de réseau de transport, d) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau de transport à un terminal GNL, e) tous les points essentiels au sein du réseau d'un gestionnaire de réseau de transport donné, y compris les points de connexion aux points d'échange de gaz. Sont considérés comme essentiels tous les*

---

<sup>1152</sup> L'article 20 du règlement n° 715/2009.

*points dont l'expérience a montré qu'il étaient susceptibles de connaître une cogestion physique, f) tous les points raccordant le réseau d'un gestionnaire de réseau de transport donné à l'infrastructure nécessaire à la fourniture de services auxiliaires tels que définis à l'article 2, point 14, de la directive 2009/73/CE ».*

## **2. La confidentialité des gestionnaires de réseau de transport**

Les exigences de confidentialité, sans préjudice de toute obligation légale de divulguer des informations, imposées aux gestionnaires de réseau de transport et aux propriétaires de réseau de transport sont définies par l'article 16 de la directive n° 2009/73/CE. Chaque gestionnaire de réseau de transport, d'installation de stockage et/ou d'installation de GNL et chaque propriétaire de réseau de transport préservent la confidentialité des informations commercialement sensibles dont ils ont connaissance au cours de leurs activités, et empêchent que des informations sur leurs propres activités, qui peuvent être commercialement avantageuses, soient divulguées de manière discriminatoire.

Les gestionnaires de réseau de transport s'abstiennent notamment de divulguer toute information commercialement sensible aux autres parties de l'entreprise, sauf si cela est nécessaire à la réalisation d'une transaction commerciale. Afin d'assurer le respect total des règles relatives à la dissociation des flux d'information, les États membres s'assurent que le propriétaire du réseau de transport, le gestionnaire de réseau de distribution et les autres parties de l'entreprise ne recourent pas à des services communs tels que des services juridiques communs, hormis pour les fonctions purement administratives ou informatiques.

D'ailleurs, les gestionnaires de réseau de transport, d'installation de stockage et/ou d'installation de GNL, dans le cadre des ventes ou des achats de gaz naturel effectués par une entreprise liée, n'exploitent pas de façon abusive les informations commercialement sensibles qu'ils ont obtenues de tiers en donnant accès ou en négociant l'accès au réseau. À condition que l'obligation ne porte pas atteinte à la protection des informations commercialement sensibles, les informations nécessaires à une concurrence effective et au bon fonctionnement du marché sont rendues publiques.

Lorsqu'un seul utilisateur du réseau utilise le point de sortie, la publication de la capacité totale donne une information commerciale sur l'expéditeur du gaz naturel et du consommateur final aux tiers. Dans le cas où il n'existe aucune dérogation pour les exigences de transparence s'il existe trois ou plus d'expéditeurs dans le même point. Selon le considérant 24 du règlement n° 715/2009, l'accès égal à l'information sur l'état matériel et la

performance du réseau est nécessaire pour permettre à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer la situation globale de l'offre et de la demande et de déterminer les raisons des fluctuations des prix de gros. Cela inclut des informations plus précises sur l'offre et la demande, la capacité du réseau, les flux et la maintenance, l'équilibrage et la disponibilité ainsi que l'utilisation des capacités de stockage. Étant donné l'importance de ces informations pour le bon fonctionnement du marché, il y a lieu d'assouplir les restrictions de publication existantes imposées pour des raisons de confidentialité.

En ce qui concerne les informations commerciales ayant un caractère stratégique pour le gestionnaire de réseau de transport, d'installation de stockage, le considérant 25 prévoit que les exigences de confidentialité concernant ce type d'informations commercialement sensibles sont toutefois particulièrement importantes. Le même principe conclut également les informations relatives aux points de sortie d'un réseau ou sous-réseau qui n'est pas raccordé à un autre réseau de transport ou de distribution mais à un seul client industriel final.

## **CHAPITRE II**

### **LES EFFETS JURIDIQUES DU TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE**

#### **SUR LE MARCHÉ GAZIER EN FRANCE**

Le troisième paquet énergie disposant les principaux objectifs de la politique énergétique de l'Europe afin de développer la sécurité d'approvisionnement, de compétitivité et durabilité, il prévoit son intégration au niveau national par les États membres de l'Union européenne jusqu'au 3 mars 2011 pour atteindre un marché énergétique intégré, interconnecté et opérationnel. En vue de suivre les développements et le niveau d'intégration des marchés de l'énergie au niveau européen, les différentes analyses sont effectuées, et elles se concrétisent par la définition de corridors prioritaires et de projets d'intérêt commun, l'élaboration de plans d'investissements régionaux en gaz et la rédaction d'un paquet

infrastructure. Dans ces analyses, nous marquons que la France a une géographie privilégiée au service de l'Europe.

Tout d'abord, la France peut recevoir du gaz naturel des principales zones de production mondiales et l'acheminer vers les pays consommateurs européens. Concernée par le corridor Nord-Sud à l'Ouest de l'Europe qui vise à mieux interconnecter la péninsule ibérique et l'Italie avec les marchés nord-ouest européens pour faciliter la transit du GNL débarqué au Sud vers le Nord et l'Est, grâce à sa position unique en Europe, la France joue un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement et la construction du marché intégré et offre des possibilités d'arbitrage sur l'axe Ouest Est comme sur l'axe Nord Sud.

Ensuite, en tant que le seul pays d'Europe à disposer directement de ressources gazières aussi diversifiées, la France bénéficie également de façades maritimes situées pour accueillir le GNL importé des bassins méditerranéen et atlantique et du Golfe Persique. Cette situation privilégiée est valorisée par des infrastructures de regazéification, de transport et de stockage puissantes. Les projets engagés renfonceront en outre la fluidité entre les zones d'équilibrage ce qui facilitera leur fusion. Les développements du marché gazier français visent ainsi la création d'un marché fluide et interconnecté et une plus grande flexibilité pour sécuriser l'approvisionnement français et européen, favoriser la concurrence, faciliter la transition énergétique.

Avec la totalité des consommations résidentielles et industrielles, la France représente près de 10 % de la consommation européenne. Malgré l'importance de la production nucléaire, le gaz naturel est moins utilisé que dans d'autres pays pour produire de l'électricité, mais cela pourrait évoluer.

C'est ainsi que bénéficiant des sources d'approvisionnement les plus diversifiées d'Europe par sa position géographique, la France prend des précautions et fait des recherches en vue de mieux transposer les dispositions concernant le marché gazier du troisième paquet énergie dans sa législation nationale. Afin de mieux développer ses capacités, sa flexibilité et son ouverture de son réseau de transport, la France met ses atouts au service de la politique énergétique commune et de ses priorités.

Le période de sa transition qui consiste principalement à faire un choix parmi les trois options proposées sur l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport a été prolongé suite au rapport préparé en février 2011 par la Commission européenne afin de constater des

retards chez la plupart des États membres sauf que seuls quelques États avaient soumis un projet de loi à leur Parlement.

Pour le cas de la France, la loi n° 2011-12 du 5 janvier 2011 qui portaient les diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européen vise essentiellement à transposer le troisième paquet énergie. Par la suite, l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie transpose les dispositions du troisième paquet énergie.

Selon la directive 2009/73/CE, les États membres doivent dissocier les réseaux de transport et les gestionnaires des réseaux de transport à partir du 3 mars 2012. La France a ainsi opté pour « *le modèle ITO* » (Gestionnaire de Transport Indépendant), permettant aux trois groupes énergétiques français EDF, GDF Suez et Total de demeurer des entreprises verticalement intégrées. Les filiales de transport RTE, GRTgaz et TIGF devront adapter leur statut et mode de fonctionnement. Au travers de la procédure de la « *certification* » pour mars 2012 au plus tard, la CRE devait vérifier que les sociétés de transport d'électricité et de gaz remplissent bien l'ensemble des exigences posées dans l'option « *le modèle ITO* » de manière à pouvoir être désignées comme gestionnaires de réseau. La CRE est le premier régulateur européen à avoir appliqué cette nouvelle procédure de certification de l'ensemble des GRT européens qui est un prérequis nécessaire à l'intégration des marchés de l'énergie en Europe.

Le 13 février 2012, la CRE délibère et juge les gestionnaires de réseau de transport de gaz en tant que GRTgaz et TIGF conformes aux obligations d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de leur maison mère également pour l'électricité avec RTE.

L'objectif de la politique énergétique et les principes régissant les secteurs de l'énergie traités dans la section intitulée les effets juridiques du troisième paquet énergie sur le marché électrique en France sont également applicables dans le secteur gazier français. Le principe de la distinction des activités envisage que le secteur gazier en France doit distinguer quatre activités obéissant à des règles d'organisation et soumises à des obligations différentes. Les activités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution, d'exploitation des réseaux de transport et des réseaux publics de distribution de gaz naturel sont régulées conformément au code de l'énergie.

Il convient de préciser que les activités de production et de vente du gaz naturel aux consommateurs finals s'exercent dans les marchés concurrentiels sous réserve des obligations

de service public. En outre, l'intégration du marché gazier français passe par l'adoption de règles communes d'accès et de fonctionnement applicables à l'ensemble des opérateurs européens.<sup>1153</sup>

Le code de l'énergie transpose en droit français le troisième paquet énergie qui contient la directive gazière et les règlements européens fixant les conditions d'accès aux infrastructures gazières et les règles communes applicables au marché intérieur du gaz naturel. L'article 4 du code de l'énergie abroge les lois relatives au secteur énergie à l'exception de certains articles.<sup>1154</sup> L'article 7 prévoit que conformément au paragraphe 2 de l'article 3 du règlement n° 715/2009 sur les conditions d'accès au réseau de transport de gaz naturel, la première certification prévue à l'article L. 111-3 du code de l'énergie doit être achevée au plus tard le 3 mars 2012. À cette fin, la CRE a été chargée d'ouvrir la procédure dès la publication du code de l'énergie.

## **SECTION 1.**

### **LES DISPOSITIONS RELATIVES À LA RÉORGANISATION DU MARCHÉ GAZIER FRANÇAIS**

Suite au troisième paquet énergie, le législateur français n'a pas eu l'intention de préparer une loi séparée dédiée à la réorganisation du marché gazier en France, tandis qu'il l'avait prévue pour le secteur électrique par la NOME. Afin de réorganiser le marché gazier français selon les exigences de directives européennes, le législateur français prévoit les nécessaires régulations dans son code de l'énergie. Dans cette sous-section, nous analyserons les principales dispositions du dit code en ce qui concerne la réorganisation du marché gazier en France.

---

<sup>1153</sup> L'ENTSOG élabore les codes de réseaux en concertation avec les acteurs du marché et l'ACER définit les lignes directrices.

<sup>1154</sup> La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à l'exception des articles 9 et 10, des I, II et III de l'article 12, des articles 16 à 23, 26, 27, 30-2 et 31 et du V de l'article 48, la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, à l'exception des sixième à quinzième alinéas de l'article 2, des articles 3 à 7, 9 et 11 à 13, de l'article 92 en tant qu'il concerne les canalisations de transport ou de distribution de produits chimiques et des articles 102 et 106.

## **§ 1. La régulation des activités du marché gazier français**

### **A. Le transport et la distribution du gaz naturel**

#### **1. Le transport du gaz naturel dans le marché gazier en France**

Le régime d'autorisation pour la construction et l'exploitation de canalisations de transport de gaz naturel est élaboré par le code de l'environnement. Son chapitre V du titre V du livre V intitulé « *Canalisations de transport de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques* ». Les missions des gestionnaires de réseaux de transport sont déterminées dans l'article L. 431 - 3 du code de l'énergie. Le transporter du gaz naturel met en œuvre les programmes de mouvements de gaz naturel établis par les fournisseurs régulièrement autorisés afin de garantir techniquement l'accès au réseau de transport de gaz naturel. Le transporteur négocie librement avec les fournisseurs de gaz, les exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage de gaz naturel, les contrats nécessaires à l'exécution de ses missions non discriminatoire et transparentes selon les procédures concurrentielles.

En tenant compte des contraintes techniques confrontées pendant l'opération de ses réseaux, l'opérateur doit garantir, à tout instant, l'efficacité et la sécurité de son réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel. L'opérateur du réseau veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau et au respect des règles concernant l'interconnexion des réseaux de transport de gaz naturel. L'opérateur doit effectuer des comptages nécessaires à l'exercice de ses missions.

Quant aux règles adoptées par les opérateurs, elles doivent assurer l'équilibrage journalier des réseaux de transport d'une manière objective, transparente et non-discriminatoire, et doivent refléter les besoins du système compte tenu des capacités des ouvrages et des ressources des transporteurs. Les règles doivent également préciser les méthodes de calcul et d'allocation des coûts associés entre les différents fournisseurs en cas de déséquilibre. Avant de leur mise en œuvre les règles adoptées par les opérateurs, il faut obtenir l'approbation de la part de la CRE.

Les transporteurs proposent aux utilisateurs fortement modulés de leur réseau, des services de couverture de leurs besoins de flexibilité intra-journalière pour garantir l'équilibrage intra-journalier des réseaux de transport. Avant de leur mise en œuvre, les conditions techniques et financières doivent être approuvées par la CRE et doivent refléter les



besoins du système compte tenu des capacités des ouvrages et des ressources des transporteurs.

#### **a. L'équilibrage des réseaux de transport**

Les opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel sont tenus par l'article L. 431-7 de participer dans la limite de leurs possibilités, à la couverture des besoins de flexibilité intra-journalière du système gazier, selon des modalités de mise à disposition et de prix publiées, transparentes et non discriminatoires. Les installations de gaz naturel liquéfié participent également au bon fonctionnement et à l'équilibrage des réseaux de transport auxquelles elles sont raccordées. Dans la limite de leurs possibilités, les opérateurs d'installation de gaz naturel liquéfié sont tenus de participer à la couverture des besoins de flexibilité intra-journalière du système gazier selon des modalités approuvées par la CRE avant de leur mise en œuvre.

#### **b. Le plan décennal de développement du réseau de transport**

Les gestionnaires des réseaux de transport sont exigés d'élaborer chaque année un plan décennal de développement de leur réseau fondé sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières, de consommation de gaz et des échanges internationaux. Le plan décennal du réseau de transport doit tenir compte des hypothèses et des besoins identifiés dans le rapport relatif à la planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre en charge de l'énergie.

Le plan décennal détermine les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, liste les investissements déjà décidés et les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier prévisionnel de réalisation de tous les projets d'investissements. Le plan décennal est soumis chaque année à l'examen de la CRE et cette dernière consulte les utilisateurs du réseau selon des modalités déterminées et rend publique la synthèse de cette consultation.

La CRE analyse le plan décennal pour vérifier tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen déterminé par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement n° 715/2009. En cas de besoin de clarification de telle cohérence, la CRE peut consulter l'ACER et peut également

imposer au gestionnaire de réseau de transport de modifier son plan décennal de développement du réseau.

La direction générale ou le directoire du gestionnaire de réseau de transport établit un programme annuel d'investissements afin de mettre en œuvre le plan décennal de développement. À laquelle le plan annuel la CRE s'est soumis pour son approbation veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non-discriminatoire.

Dans le cas où le gestionnaire du réseau de transport n'effectue pas d'investissements qui auraient dû être réalisés dans un délai de trois ans, tout d'abord la CRE analyse si ces investissements sont encore nécessaires et compatibles avec le plan décennal de développement en cours pour réaliser l'investissement. Si la CRE donne son avis sur la réalisation des investissements décidés, elle met en demeure le gestionnaire du réseau de transport de se conformer à ses obligations et organise un appel d'offres ouvert aux investisseurs tiers. À cette fin, le cahier des charges de l'appel d'offres est organisé par la CRE et cette dernière désigne des candidats et la procédure d'appel d'offres est précisée par voie réglementaire. Les candidats obéissent aux mêmes obligations et profitent des mêmes droits que les autres gestionnaires de réseaux de transport pour la réalisation des ouvrages.

## **2. La distribution du gaz naturel dans le marché gazier en France**

Les principales dispositions sur les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution sont déterminés l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales qui a modifié par l'article 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 et l'article 7 de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013. Selon cet article, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions. Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. À ce but, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes dont il dépend des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences dans les conditions prévues par les dispositions de l'article 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet également à chacune des autorités concédantes un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévu dans l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel précisant le montant et la localisation des travaux est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes.

Les autorités organisatrices contrôlent la mise en œuvre de la tarification dite "*produit de première nécessité*"<sup>1155</sup> et du tarif spécial de solidarité mentionné à l'article L. 445-5 du même code sur le territoire de leur compétence. L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution d'électricité et de gaz peut exercer des missions de conciliation en vue du règlement de différends relatifs à la fourniture d'électricité de secours mentionnée aux articles 15 et 22 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée ou à la fourniture de gaz de dernier recours mentionnée à l'article 16 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée, qui lui seraient soumis par les consommateurs éligibles raccordés à son réseau ou leurs fournisseurs.

Les collectivités et établissements peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. Le même droit est accordé aux collectivités territoriales et aux établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité et de gaz ayant constitué un organisme de distribution. Le gestionnaire d'un réseau public de distribution de gaz exerce ses missions dans les conditions déterminées par un cahier des charges ou un règlement de service des régies. Les autorités organisatrices du réseau public de distribution de gaz conservent la

---

<sup>1155</sup> Mentionnée à l'article L. 337 - 3 du code de l'énergie.

faculté de faire exécuter les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution.

Les communes ou leurs établissements publics de coopération qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel ou dont les travaux de desserte ne sont pas en cours de réalisation peuvent concéder la distribution publique de gaz à toute entreprise agréée par l'autorité administrative. Les autorités concédantes de la distribution de gaz naturel peuvent apporter leur contribution financière aux gestionnaires des réseaux de distribution pour étendre les réseaux de gaz naturel sur le territoire des concessions déjà desservies partiellement ou pour créer de nouvelles dessertes de gaz naturel sur le territoire des communes non encore desservies par un réseau de gaz naturel.

Quant aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre des cahiers des charges de concession et des règles de service des régies, le gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel est chargé de définir et de mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution. Il assure la conception et la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs aux réseaux en informant l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation, conclut et de gère les contrats de concession, assure dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux, fournit aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux. En plus, il réalise l'exploitation et la maintenance de ces réseaux, d'exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau et notamment l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et de garantir la gestion des données et toutes missions indispensables pour l'exécution des activités.

Un gestionnaire de réseau de distribution issu de la séparation juridique imposée à une entreprise locale de distribution a la responsabilité de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau de distribution dans le but d'en assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des réseaux de distribution dans la zone qu'il couvre. Le gestionnaire de réseau de distribution est également chargé de conclure et de gérer les contrats de concession, d'assurer dans des conditions objectives, transparentes et non-discriminatoires l'accès aux réseaux de distribution et de faire procéder aux comptages nécessaires à l'exercice de ses missions.

D'ailleurs, afin de garantir techniquement l'accès au réseau de distribution de gaz naturel, le distributeur met en œuvre les programmes de mouvements de gaz naturel établis par les fournisseurs régulièrement autorisés. L'opérateur doit assurer, à tout instant, la sécurité

et l'efficacité de son réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel et doit veiller à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau des règles relatives à l'interconnexion des réseaux de distribution de gaz.

## **B. La commercialisation et le stockage du gaz naturel en France**

### **1. La commercialisation du gaz naturel dans le marché gazier en France**

Suite aux politiques énergétiques européennes, afin d'aboutir à un marché gazier entièrement libéralisé, par le code de l'énergie, le législateur français a disposé que tout client qui achète le gaz naturel pour consommer ou qui achète le gaz naturel pour le revendre a le droit par l'intermédiaire de son mandataire de choisir son fournisseur de gaz naturel. Selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, tout transporteur de gaz naturel, tout distributeur de gaz naturel et tout exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié négocient librement avec les fournisseurs de son choix les contrats de fourniture de gaz naturel nécessaire pour le fonctionnement de ses installations.

La fourniture de gaz naturel est soumise à l'autorisation de l'autorité administrative. Cette autorisation de fourniture détermine les catégories de clients auxquels peut s'adresser le client. En fonction des capacités techniques, économiques et financières du demandeur et de la comptabilité du projet du demandeur avec les obligations de service public, cette autorisation peut être délivrée ou refusée.

L'autorisation de fourniture de gaz se délivre selon les modalités de délivrance fixées par décret en Conseil d'État. Une telle autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'opérateur, l'autorisation peut être transférée par décision de l'autorité administrative au nouvel opérateur.

Les fournisseurs exercent leur activité dans les conditions déterminées par leur autorisation de fourniture pour les clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente raccordés à leur réseau de distribution par les autorités organisatrices de la distribution publique et du service public local de fourniture de gaz naturel.

Un décret en Conseil d'État fixe les obligations s'imposant aux titulaires en prenant compte des diverses catégories d'opérateurs et des caractéristiques de leurs clients, et les conditions de révision de leurs obligations. L'autorité administrative peut imposer aux

fournisseurs de lui communiquer chaque année leur plan prévisionnel d'approvisionnement en gaz naturel.

Lorsque le bénéficiaire de l'autorisation de fourniture est tenu de présenter une diversification suffisante de ses approvisionnements en gaz naturel pour préserver la sécurité d'approvisionnement, l'autorité administrative peut le mettre en demeure de procéder à cette diversification ou de prendre toute mesure utile pour assurer la continuité de fourniture. En cas d'absence de proposition de diversification émanant du bénéficiaire de l'autorisation de fourniture, l'autorité administrative peut soumettre tout nouveau contrat d'importation de gaz naturel conclu par le bénéficiaire à son approbation préalable pour une période d'un an renouvelable.

## **2. Le stockage du gaz naturel dans le marché gazier en France**

Les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel assurent leur activité conformément aux dispositions du code minier. Les stocks de gaz naturel doivent permettre de garantir le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux raccordés aux stockages souterrains de gaz naturel et la satisfaction directe ou indirecte des besoins des clients domestiques et de ceux des autres clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture interruptible ou assurant des missions d'intérêt général et le respect des autres obligations de service public.

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver, tous les fournisseurs sont demandés de détenir à la date du 31 octobre de chaque année des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte de leurs clients. Lorsque les fournisseurs manquent du stock demandé par le code de l'énergie, l'autorité administrative met en demeure le fournisseur ou son mandataire de satisfaire la demande de leur client.

L'accès des fournisseurs, de leurs mandataires et des clients éligibles par l'intermédiaire de leurs fournisseurs aux stockages souterrains de gaz naturel est garanti dans la mesure où la fourniture d'un accès efficace au réseau à des fins d'approvisionnement l'exige des raisons techniques ou économiques. Dans ce but, tout fournisseur ou mandataire ayant accès à une capacité de stockage et cessant d'alimenter directement ou indirectement un client libère au profit du nouveau fournisseur de ce client une capacité de stockage. Cette

pratique n'est pas une entrave pour l'utilisation des installations de stockage souterrain de gaz naturel par l'opérateur qui les exploite pour assurer ses obligations de service public.

Les modalités de la gestion de l'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel sont définies par décret en Conseil d'État. Il est bien clair que les modalités de l'accès aux capacités de stockage et leur prix appliqué par l'opérateur doivent être négociées dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Pour ce faire, l'opérateur de stockage souterrain de gaz est demandé de faire part des informations pour l'appréciation des niveaux des prix d'accès pratiqués aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les opérateurs des stockages souterrains de gaz naturel sont demandés également de publier chaque année les conditions commerciales générales encadrant l'utilisation de leurs installations. Les protocoles et les contrats conclus en vue de donner l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel sont transmis à la CRE et à l'autorité administrative.

Dans le cas où un opérateur procède aux activités de transport et de stockage en même temps, il tient une comptabilité interne séparée pour chacune de ces deux activités. Encore dans le scénario où un opérateur exploite plus d'un stockage souterrain de gaz naturel, il est demandé de communiquer à l'autorité administrative les conditions d'attribution des capacités en fonction des clients alimentés et des capacités disponibles.

Le refus d'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel doit être fondé sur une des raisons énumérées dans le code de l'énergie. Ces raisons peuvent être un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage souterrain de gaz naturel, un ordre de priorité fixé par l'autorité administrative afin de garantir le respect des obligations de service public and la preuve justifiant la non-nécessité pour l'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients. La CRE surveille les conditions et les refus d'accès aux installations de stockage souterrain de gaz naturel et aux services auxiliaires qui leur sont liés à l'exclusion de l'évaluation des prix.

**SECTION 2.**

**L'ORGANISATION DES ENTREPRISES**

**DE TRANSPORT DU GAZ NATUREL**

La section 2 du code de l'énergie était consacrée à l'organisation des entreprises de transport entre les articles L. 111-2 et 111-50. Sans préjudice de la nécessité d'obtenir le titre de concession ou l'autorisation requis pour exercer leurs activités, les sociétés gestionnaires des réseaux de transport de gaz sont désignées par l'autorité administrative. La liste des sociétés désignées comme gestionnaires des réseaux de transport doit être communiquée à la Commission européenne. La CRE certifie une société respectant les obligations découlant des



règles d'indépendance en tant que gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité ou de gaz.

L'octroi de la certification peut être assorti de l'obligation faite à la société gestionnaire de réseau de transport de prendre diverses mesures organisationnelles destinées à assurer son indépendance. Le Conseil d'État précise la procédure de délivrance et de retrait de la certification par un décret et la CRE demande de préparer un dossier pour la demande de la certification. Le fait pour une société désignée comme gestionnaire d'un réseau de transport de gaz de passer sous le contrôle d'une ou de personnes ressortissantes d'un pays tiers à l'Espace économique européen entraîne sa soumission à une nouvelle procédure de certification. Dans une telle situation, l'autorité administrative examine le fait de prendre le contrôle de la société de gestionnaire de réseau de transport par une autre personne et si elle l'estime un risque pour la sécurité d'approvisionnement énergétique national ou celle d'un autre État membre, elle peut s'opposer à l'octroi de la certification.

L'article L. 111-7 précise le principe de la séparation entre les activités de transport et les activités de production ou de fourniture et exige que la gestion d'un réseau de transport de gaz doit être assuré par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture de gaz.

Quant aux gestionnaires d'un réseau de transport du gaz créée après le 3 septembre 2009, ces derniers ne peuvent pas être contrôlée directement ou indirectement par une ou des sociétés exerçant des activités de production ou de fourniture du gaz et les membres de leur conseil d'administration ou de conseil de surveillance ne peuvent pas être désignés par une société de production ou de fourniture de gaz. Les sociétés gestionnaires de réseaux de transport faisant une partie d'une entreprise gazière verticalement intégrée qui sont désignées comme société gestionnaire de réseaux de transport au 3 septembre 2009 doivent agir en toute indépendance vis-à-vis des intérêts des autres parties de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture de gaz.

En outre, elles ne peuvent pas détenir de participation directe ou indirecte dans une filiale de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture de gaz et elles ne peuvent non plus avoir de part de leur capital détenu par une autre filiale de l'entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou de fourniture. Ces sociétés doivent exploiter, entretenir et développer le réseau de transport dont

elles sont gestionnaires indépendamment au regard des intérêts des activités de production ou de fourniture de l'entreprise verticalement intégrée.

La société gestionnaire d'un réseau de transport soumet à l'approbation de la CRE tous les accords commerciaux et financiers qu'elle conclut avec l'entreprise verticalement intégrée dont elle fait partie.<sup>1156</sup> En vue d'assurer l'ajustement ou l'équilibrage du système gazier en France ainsi que sa sécurité et sa sûreté, ces accords doivent être conformes aux conditions du marché gazier français.

Les sociétés gestionnaires de réseaux sont propriétaires des actifs nécessaires à l'exercice de leur activité de transport et elles disposent des ressources humaines, techniques, matérielles et financières requises, y compris les services juridiques et les services de comptabilité. Les sociétés gestionnaires des réseaux de transport de gaz réunissent les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau dans un code de bonne conduite approuvé par la CRE qui veille au respect des règles fixées par les codes de bonne conduite et évalue l'indépendance des sociétés gestionnaires de réseaux de transport.

D'ailleurs, sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, chaque société gestionnaire d'un réseau de transport est dotée d'un responsable chargé de veiller à la conformité de ses pratiques avec les obligations d'indépendance auxquelles elle est soumise vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'entreprise verticalement intégrée et de vérifier l'application par la société gestionnaire du réseau de transport des engagements figurant dans le code de bonne conduite. Selon l'article L. 111-36, ce responsable de la conformité peut être soit un salarié de la société gestionnaire du réseau de transport, soit une personne physique extérieure ou une personne morale.

Il convient ici de préciser que la société gestionnaire de réseau de transport ne peut fournir une prestation de services à l'entreprise verticalement intégrée que pour autant que ces services ne donnent lieu à aucune discrimination entre les utilisateurs du réseau. La prestation de services doit être accessible à tous les utilisateurs du réseau dans les mêmes conditions et ne doit pas restreindre, ni fausser et ni empêcher la concurrence en matière de production ou de fourniture. La CRE délibère des conditions selon lesquelles la prestation des services peut être effectuée.

---

<sup>1156</sup> Art. L. 111-17 du code de l'énergie.

Quant aux sociétés gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel transfrontaliers, elles peuvent constituer avec une ou plusieurs sociétés gestionnaires de réseau de transport de l'Espace économique européen, une ou plusieurs sociétés communes pour la gestion d'un réseau de transport régional transfrontalier et les sociétés communes sont soumises à toutes les obligations à leur imposer.

Les activités spécifiques des entreprises gestionnaires de réseau du transport de gaz sont toutes les activités de construction, d'exploitation d'autres réseaux de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié directes en France ou de stockage de gaz, et toutes les activités indirectes par des participations ou des filiales en France ou dans les États membres de l'Union européenne ou de l'Espace économique européen, de construction, d'exploitation d'un réseau de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage de gaz pour le développement des réseaux transfrontaliers ou toute activité de gestion d'un réseau d'électricité et de valorisation des infrastructures, et la prise de participation dans des sociétés de bourses d'échange de gaz naturel.

Les sociétés gestionnaires de réseaux de transport de gaz issues de la séparation juridique ont la propriété de l'ensemble des actifs ainsi que des droits, autorisations ou obligations nécessaires à l'exercice de leur activité de gestionnaire de réseau de transport. GDF Suez en tant que la société gestionnaire de réseaux de transport de gaz naturel issue de la séparation juridique réalisée entre les activités de production et de fourniture de l'entreprise, est régie par les lois applicables aux sociétés anonymes. Le capital de la société ne peut être détenu que par GDF Suez, l'État ou des entreprises ou organismes du secteur public.

En outre, à propos d'indépendance des gestionnaires de réseau de transport, le code de l'énergie organise l'autonomie et l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport de gaz à l'égard des entreprises exerçant une activité de production et de fourniture de gaz. En application de ses dispositions, GRTgaz appartient à l'entreprise verticalement intégrée constituée de GDF Suez SA et des sociétés qu'elle contrôle au sein de l'Espace Économique Européen et exerçant une activité de production ou de fourniture de gaz naturel.

Par délibération de la CRE en date du 26 janvier 2012, portant décision de certification de la société GRTgaz, ce dernier a été certifiée gestionnaire de réseau de transport

indépendant (ITO) en application des dispositions de l'article L. 111-9<sup>1157</sup> du code de l'énergie. C'est ainsi que sans accès aux infrastructures, aucune entreprise ne serait en mesure de faire des offres sur le marché gazier.

La loi n° 2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne prévoit dans son article 4 sous les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution. Selon cette disposition, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de six mois à compter de la date de promulgation de la loi 2011-12, les dispositions relevant du domaine de la loi nécessaires pour transposer la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

L'ordonnance a pour objet de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport d'électricité et de gaz, s'agissant de leurs moyens techniques et humains ainsi que de l'organisation interne de ces sociétés en optant dans les deux cas pour l'option « *Gestionnaire de réseau de transport indépendant* »<sup>1158</sup>, d'instaurer une procédure de certification de l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de gaz confiée à la CRE. En plus, elle a la tendance d'assurer le suivi de l'indépendance des gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de gaz ainsi que des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ou de gaz desservant plus de cent mille clients, par un cadre chargé de la conformité, de renforcer les obligations d'investissement des gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de gaz en instaurant l'obligation de réalisation d'un plan décennal de développement des réseaux concernés, de renforcer les compétences de la CRE, notamment en matière de sanctions, et de la doter de nouvelles compétences pour intervenir en matière d'investissements de réseau, de renforcer les compétences de CRE en ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution d'électricité ou de gaz ainsi que les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié.

Dans le cadre de l'application du code de l'énergie, GRTgaz élabore chaque année un plan décennal de développement de son réseau de transport de gaz en France et le soumet à la CRE pour examen. Dans le cadre des nouvelles dispositions apportées par le code de

---

<sup>1157</sup> L'article L. 111-9 du code de l'énergie dispose que « *Les sociétés gestionnaires de réseaux de transport qui faisaient partie, au 3 septembre 2009, d'une entreprise d'électricité ou de gaz verticalement intégrée au sens de l'article L. 111-10 et qui sont désignées comme société gestionnaire de réseaux de transport conformément à la procédure prévue aux articles L. 111-2 à L. 111-5 sont soumises à l'ensemble des règles d'organisation énoncés aux articles L. 111-11 et L. 111-13 à L.111-13 à L.111-39, sous réserve des dispositions de l'article L.111-12* »

<sup>1158</sup> Régie par le chapitre V de la directive 2009/72/CE et le chapitre IV de la directive 2009/73/CE.

l'énergie, il convient d'analyser celles sur l'accès aux réseaux gaziers et les tarifs (§ 1) et GRT gaz (§ 2).

## **§ 1. L'accès aux réseaux gaziers et les tarifs en France**

### **A. L'accès et le raccordement aux réseaux et installations gaziers**

#### **1. Le droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz**

Le droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires, est garanti par les opérateurs qui les exploitent aux clients ainsi qu'aux fournisseurs et à leurs mandataires, dans des conditions définies par contrat et qui les exploitent pour assurer l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au niveau européen.

Selon l'article 111-97 du code de l'énergie, lorsque l'opérateur et l'utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations. Ces contrats et ces protocoles sont transmis à la CRE. Lorsque les conditions techniques et économiques de gestion des réseaux le permettent et sous réserve du respect des obligations de service public des gestionnaires des réseaux de distribution et de transport de gaz naturel concernés, un accès aux capacités de stockage en conduite est garanti aux fournisseurs, à leurs mandataires de gaz naturel, et aux clients par l'intermédiaire de leurs fournisseurs. En cas de défaillance du fournisseur les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel assurent une fourniture temporaire du gaz.

#### **2. Le raccordement aux réseaux et installations du gaz**

Les articles 453-1 et 7 du code de l'énergie disposent les règles et les conditions pour le raccordement aux réseaux. La CRE est notifiée des conditions techniques et commerciales de raccordement et des éléments financiers et comptables pertinents afin qu'elle puisse délibérer sur les demandes de raccordement aux réseaux et installations. Les cahiers des charges annexés aux conventions de concession ou les règlements de service des régies gazières précisent les conditions de raccordement aux réseaux.

Tout raccordement d'un consommateur de gaz aux réseaux ou installations s'effectue en priorité sur le réseau public de distribution, sauf si l'importance du volume de consommation envisagé ne permet pas le raccordement sur ce réseau. Dans ce cas là, selon les conditions prévues à l'article L. 111-103<sup>1159</sup> du code de l'énergie, le raccordement du consommateur peut se faire sur le réseau de transport.

Le gestionnaire du réseau public de distribution de gaz peut demander une participation au demandeur pour un raccordement. Les conditions et les méthodes de calcul des participations sont fixées de façon transparente et non discriminatoire et sont approuvées par la CRE. Les gestionnaires des réseaux de distribution doivent publier leurs conditions et leurs tarifs de raccordement.

Les transporteurs, les distributeurs de gaz naturel et exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié et les titulaires d'une concession de stockage de gaz naturel élaborent et rendent publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement en matière de raccordement à ses installations. Les fournisseurs de gaz naturel respectent les prescriptions techniques relatives aux installations auxquelles ils se raccordent. En supplément, les cadres et procédures des prescriptions relatives au raccordement des installations des clients, y compris les matériels de comptage situés sur le territoire national ou à l'étranger sont définis par voie réglementaire.

Les demandeurs de raccordement aux réseaux sont demandés de contribuer financièrement en cas de projet de raccordement au réseau de transport de gaz au vu des dépenses constatées par la CRE. Les principes de cette participation sont soumis préalablement à l'approbation de la CRE. Les transporteurs et les distributions de gaz naturel mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés respectivement de l'énergie et de la consommation sur proposition de la CRE fondée sur une évaluation économique et

---

<sup>1159</sup> Article L111-103 du code de l'énergie « I. - Un refus de conclure un contrat d'accès en application des articles L. 111-97 à L. 111-99 peut être fondé sur: 1° Un manque de capacité ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des réseaux ou des installations de gaz naturel liquéfié; 2° Un ordre de priorité pour l'accès aux ouvrages et aux installations prescrit par le ministre chargé de l'énergie afin d'assurer l'accomplissement des obligations de service public mentionnées à l'article L. 121-32 ; 3° Les critères fixés par une dérogation temporaire accordée en application de l'article L. 111-105. II. - Si un opérateur refuse l'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de gaz naturel liquéfié, y compris aux installations fournissant des services auxiliaires, en raison d'un manque de capacité ou d'une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur au réseau, la Commission de régulation de l'énergie peut lui demander et, le cas échéant, le mettre en demeure de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge ».

technique des coûts et bénéfiques pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs.

## **B. Les tarifs d'utilisation des réseaux et de vente du gaz**

### **1. Les tarifs d'utilisation des réseaux**

En ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, y compris des installations fournissant des services auxiliaires et de flexibilité, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux ou installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux ou d'installations, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts contiennent les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré et des dépenses pour l'extension de réseaux restant à la charge des distributeurs.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel font également l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire. Pour les gestionnaires de réseaux notamment mentionnés au III<sup>1160</sup> de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le tarif d'utilisation du réseau de distribution auquel ils sont raccordés est établi en tenant compte de leur participation financière initiale aux dépenses d'investissement nécessitées par leur raccordement.

En outre, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et les exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié doivent communiquer les conditions commerciales générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations à la CRE qui détermine les méthodologies utilisées pour établir des tarifs et des tarifs des prestations annexes réalisés exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations.

La CRE est également chargée de délibérer sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou

---

<sup>1160</sup> III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales: « Les communes, leurs établissements publics de coopération intercommunale ou leurs syndicats mixtes qui ne disposent pas d'un réseau public de distribution de gaz naturel ou dont les travaux de desserte ne sont pas en cours de réalisation peuvent concéder la distribution publique de gaz à toute entreprise agréée à cet effet par le ministre chargé de l'énergie, dans les conditions précisées à l'article 25-1 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 précitée. Ces communes et ces établissements peuvent créer une régie agréée par le ministre chargé de l'énergie, avoir recours à un établissement de ce type existant ou participer à une société d'économie mixte existante ».

de ces installations avec les modifications de niveau de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel ou d'installations de gaz naturel liquéfié adressent à la CRE les éléments comptables et financiers pour qu'elle puisse délibérer sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux ou des installations de gaz naturel liquéfié.

Il convient de préciser que la CRE prend en considération les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie et informe les ministres des phases de l'élaboration des tarifs. La CRE fait la consultation des acteurs du marché de l'énergie.

Les délibérations de la CRE peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court et long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité et à la qualité du service rendu.

La CRE transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, aux évolutions, ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Les modalités d'application du processus de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel sont précisées par les décrets en Conseil d'État.

## **2. Les tarifs de vente du gaz**

Les dispositions sur la liberté des prix et de la concurrence du code de commerce sont également applicables aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Le paragraphe 2 de l'article L. 410-2 du code de commerce dispose que *« Toutefois, dans les secteurs ou les zones où la concurrence par les prix est limitée en raison soit de situations de monopole ou de difficultés durables d'approvisionnement, soit de dispositions législatives ou réglementaires, un décret en Conseil d'Etat peut réglementer les prix après consultation de l'Autorité de la concurrence »*.

Selon l'article L. 445-2 du code de l'énergie, les décisions sur les tarifs du gaz sont prises par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE. Les tarifs



réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournisseurs et des coûts liés à ces fournitures. Les différences de tarifs n'excèdent pas les différences relatives aux coûts de raccordement des distributions au réseau de transport de gaz naturel à haute pression. Il convient de préciser que sauf que les consommateurs finals de gaz naturel consommant moins de 30 000 kWh/an puissent bénéficier sur tout site de consommation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, d'autres consommateurs finals de gaz naturel ne peuvent pas bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.<sup>1161</sup>

Le code de l'énergie dispose également les conditions de bénéficier des tarifs spéciaux de solidarité. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « *produit de première nécessité* » bénéficient également pour une part de leur consommation d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel et aux services qui lui sont liés. Les modalités d'application de la tarification spéciale sont applicables à la mise en place du tarif spécial de solidarité, notamment pour le transport des fichiers aux fournisseurs de gaz naturel.

## **§ 2. GRTgaz**

Si bien que la France importe actuellement plus de 98% du gaz naturel qu'elle consomme, la mise en service de nouveaux gazoducs et de nouvelles capacités d'importation de GNL sera indispensable pour renforcer la sécurité des approvisionnements en donnant accès à des sources de gaz diversifiées. À l'heure actuelle, le marché français du gaz comprend trois places de marché de gros qui sont les points d'échange de gaz Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et TIGF. Ces points d'échange de gaz sont indispensables aux fournisseurs actifs sur le marché de détail. Puisque ces points d'échange de gaz permettent aux fournisseurs d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients de sources les plus compétitives. Ils leur permettent également d'équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant et vendant du gaz suivant leurs besoins. En supplément, les points d'échange de gaz peuvent constituer un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients.

La fusion des deux zones de marché de GRTgaz favoriserait l'intégration des marchés du corridor Nord-Sud de l'Europe de l'Ouest et créerait une place de marché plus liquide. La CRE considère également que l'intégration du marché français et espagnol est indispensable

---

<sup>1161</sup> Sauf pour un site de consommation faisant encore l'objet de ces tarifs.

dans la perspective de la création du marché intérieur européen du gaz. Cela se traduit par des évolutions nécessaires de chaque marché national dans une direction conforme au modèle « *Gas Target Model* » défini par les régulateurs européens de l'énergie en consolidant des points d'échanges de gaz en France et en établissant une place de marché fonctionnelle en Espagne.

En ce qui concerne l'intégration du marché français avec les autres marchés européens, la CRE a pour but de fixer la trajectoire d'évolution de la structure des places de marché dans sa décision relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz. Pour parvenir à un marché de gros du gaz efficace au bénéfice des consommateurs de gaz, la CRE considère également qu'en France il doit y avoir une seule place de marché et un seul prix du gaz. Dans ce but, la CRE support la création des points d'échange de gaz Nord - Sud unique<sup>1162</sup> et GRTgaz Sud-TIGF.<sup>1163</sup>

Mettant son réseau, savoir-faire et position géographique privilégiée au service de la transition énergétique de la France, GRTgaz possède et exploite en France et avec plus de 32 000 km de canalisations et 26 stations de compression, son réseau est le plus long réseau de transport de gaz naturel à haute pression d'Europe et l'un des mieux interconnectés.<sup>1164</sup> Il permet d'accéder à des sources de gaz diversifiées et facilite les échanges de gaz au niveau européen. Il relie aux réseaux de transport norvégien, belge, allemand, italien via la Suisse et espagnol via TIGF, connecté aux terminaux méthaniers des façades atlantique et méditerranéenne qui reçoivent du gaz naturel liquéfié du monde entier, le réseau de GRTgaz contribue à la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et à la construction d'un marché du gaz naturel du gaz naturel intégré, efficace et compétitif. Notamment, GRTgaz participe à la gestion de réseaux en Allemagne et en Autriche.

GRTgaz a investi plus de 1 milliard d'euros pour les années 2010 et 2011 afin de renforcer ses infrastructures, développer ses capacités d'échange avec les réseaux adjacents, simplifier l'accès au marché dans le but de transporter le gaz naturel dans les meilleures conditions de sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Europe en permettant l'accès aux réseaux des sources de gaz naturel diversifiées.

---

<sup>1162</sup> Un point d'échange de gaz Nord - Sud unique sera créé au plus tard en 2018 en s'appuyant sur le doublement de l'artère de Bourgogne pour réduire la congestion entre le Nord et le Sud du réseau de GRTgaz.

<sup>1163</sup> Le point d'échange de gaz commun GRTgaz Sud - TIGF sera créé au plus tard en 2015. Cela pourra se faire en maintenant deux zones d'équilibrages indépendantes suivant le modèle de "trading region".

<sup>1164</sup> GRTgaz a décidé de doubler l'artère du Rhône et valide la construction d'une interconnexion pour acheminer du gaz de la France vers la Belgique et d'une nouvelle canalisation, l'Arc de Dierrey. En plus, la mise en œuvre de l'Artère de Bourgogne contribuera à compléter les infrastructures nécessaires à ce corridor et ouvrira de nouvelles perspectives pour la France.

Dans son plan décennal préparé dans le cadre de la politique énergétique européenne et française, GRTgaz explique les besoins des utilisateurs du réseau et des opérateurs adjacents pour développer des échanges de gaz aux niveaux français, régional et européen et ses obligations en matière de sécurité d’approvisionnement.

De même, afin de contribuer au succès de la transition énergétique nationale et européenne, GRTgaz élabore chaque année son plan décennal de développement de son réseau de transport de gaz en France afin d’évaluer l’impact des projets identifiés sur les capacités d’entrée et de sortie du réseau français, apportant une information utile à la programmation des futurs flux gaziers non seulement en France, mais aussi en Europe. GRTgaz participe à l’élaboration de trois des six plans régionaux d’investissement.<sup>1165</sup> Notamment les grands investissements de cœur de réseau de GRTgaz décidés en 2011 faciliteront la fusion des zones de marché Nord et Sud. La création d’une zone d’équilibrage unique améliorera la liquidité et l’attractivité du marché français ainsi que l’intégration des marchés du sud de l’Europe. GRTgaz participe activement à l’élaboration des codes de réseau au sein de l’ENTSOG.

## **A. Le cadre du plan décennal de développement du réseau de transport**

Prenant en compte les besoins et les projets des parties intéressées aux niveaux national, supranational ou européen, le plan décennal de GRTgaz est fondé sur l’offre et la demande de gaz existantes et sur des prévisions raisonnables de développement à moyen terme des infrastructures gazières, de la consommation et des échanges internationaux. Le plan décennal détermine les principales infrastructures de transport de gaz à construire et renforcer dans les dix ans à venir.

GRTgaz présente également un calendrier prévisionnel pour l’ensemble des investissements évoqués en précisant les projets décidés et répertorie les investissements décidés ou à réaliser dans un délai de trois ans. Il pratique une concertation permanente pour adapter son réseau et son offre aux besoins des utilisateurs et aux objectifs de la politique énergétique nationale et européenne.

---

<sup>1165</sup> Le GRIP Nord Ouest (interconnexions avec la Belgique, l’Allemagne et le Luxembourg), le GRIP Sud (interconnexion avec l’Espagne) et le GRIP Sud Nord (interconnexion avec l’Allemagne et l’Italie via la Suisse).

Après avoir reçu ce plan décennal, la CRE vérifie que les besoins d'investissements sont bien couverts et s'assurer de la cohérence de ce plan et du plan<sup>1166</sup> établi par l'ENTSOG. En vertu des dispositions du code de l'énergie, la CRE veille à la conformité des pratiques de GRTgaz avec ses obligations de gestionnaire de réseau de transport indépendance. Le plan décennal permet d'évaluer des projets identifiés sur les capacités d'entrée et de sortie du réseau français, apportant une information utile à la programmation des futurs flux gaziers en France.

GRTgaz est responsable d'infrastructures stratégiques pour la sécurité d'approvisionnement en énergie et pour ce faire il doit faire face à l'augmentation des volumes de gaz transportés lors de pointes de froid telles qu'il s'en produit statistiquement tous les 50 ans. Il planifie à mettre en place des capacités de transport de flux dans les deux sens aux interconnexions transfrontalières ainsi que la demande sur la sécurité d'approvisionnement.

## **1. L'offre de transport de GRTgaz**

GRTgaz a pour mission de transporter le gaz naturel de ses clients dans les meilleures conditions de coûts, de fiabilité et de sécurité et de faciliter l'accès de ses clients, fournisseurs, expéditeurs et consommateurs industriels, au marché de gros du gaz naturel. GRTgaz commercialise ses prestations de transport de gaz naturel sous forme de capacités d'accès à deux zones entrée et sortie. Dans le périmètre de chaque zone les expéditeurs peuvent demander le transport de leur gaz de tout point d'entrée vers tout point de sortie de la zone dans la limite des capacités souscrites à ces différents points. Les expéditeurs peuvent échanger du gaz sans besoin de préciser sa source et sa destination et peuvent échanger également des capacités souscrites librement entre eux.

Sur le dialogue étroit avec les expéditeurs et les opérateurs adjacents, GRTgaz analyse l'évolution prévisionnelle des consommations des centrales de production d'électricité à partir du gaz naturel, des approvisionnements, des besoins des opérateurs d'infrastructures gazières adjacentes ainsi que leurs impacts sur le réseau de transport. Les besoins du marché sont ensuite précisés et validés au moyen de consultations de marché spécifiques, les *open season* qui se concluent par des engagements de souscription sur le long terme des expéditeurs

---

<sup>1166</sup> Le plan de développement à dix ans du réseau européen (TYNDP) établi par l'association européenne des transporteurs de gaz naturel (ENTSOG) tous les deux ans.

intéressés. Ses services complémentaires facilitent l'acheminement et l'accès au marché de gros.<sup>1167</sup>

Le 1<sup>er</sup> juillet 2011 GRTgaz a lancé avec Powernext un service expérimental de couplage de marchés entre les points d'entrée de gaz Nord et Sud une première dans le secteur du gaz en Europe. Ce couplage de marché offre aux expéditeurs une nouvelle façon d'accéder à des capacités sur la liaison Nord Sud en leur proposant indirectement une prestation de transport.

## **2. L'organisation des entreprises gestionnaires des réseaux publics de distribution de gaz**

Les compétences générales des collectivités territoriales en tant qu'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz et en tant qu'autorités concédantes de l'exploitation des réseaux publics de distribution sont énoncées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Dans leurs zones de desserte exclusives respectives, les gestionnaires des réseaux publics de distribution de gaz sont la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion du réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par l'entreprise GDF Suez et les entreprises locales de distribution ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture.

Les sociétés gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel issues de la séparation entre les activités de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par GDF-Suez sont régies par les lois applicables aux sociétés anonymes dont le capital est détenu à plus de 30% par l'État.<sup>1168</sup> Afin de préserver les intérêts de la France dans le secteur énergétique notamment d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie, un décret prononce la transformation d'une action ordinaire de l'État au capital de

---

<sup>1167</sup> SABLIERE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014-2015, novembre 2013, p. 1650, « *Open Season est un appel au marché en vue de décider de nouveaux investissements de réseaux gaziers. L'ERGEG a élaboré en 2007, un guide de bonnes pratiques pour les procédures d'open season, d'où il résulte les principes suivants : une open season est engagée quand la capacité contractuelle restant disponible à la vente à long terme pour les auteurs du marché tend vers zéro. Les open season sont alors annoncées et planifiées dans le cadre du plan décennal de développement du réseau, une première phase de consultation, non contraignante, est organisée afin d'examiner l'intérêt du marché pour un nouveau développement et d'en arrêter un premier projet, une seconde phase de consultation tend à obtenir des engagements de long terme de la part des acteurs de marché, gestionnaires de réseaux et régulateurs participent, de façon coordonnée, à l'organisation des open season et au terme de cette procédure des capacités sont allouées de façon transparente et non discriminatoire* ». Appel au marché (Open Season) : Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures (GGPOS), ERGEG, 21 mai 2007, p.20. <http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/incrementalcapacity/ERGEG%20Guidelines%20of%20Good%20Practice%20-%20Open%20Season%20Procedures%20%28GGPOS%29.pdf> (consulté le 28 janvier 2015).

<sup>1168</sup> Article L. 111-68 du code de l'énergie.

GDF-Suez en une action spécifique régie par les dispositions de l'article 10 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations. Auprès de GDF-Suez ou de toute entité venant aux droits et obligations de GDF-Suez et des sociétés issues de la séparation des activités exercées par Gaz de France, l'autorité administrative désigne un commissaire du Gouvernement.

GDF-Suez et ses filiales peuvent également créer des services communs dotés ou non de la personnalité morale. Entre les sociétés issues de la séparation juridique des activités exercées par GDF-Suez est obligatoire dans le secteur de la distribution pour la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, les opérations de comptage ainsi que d'autres missions afférentes à ces activités.

La gestion d'un réseau de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients en France est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. Dans le cas où la gestion du réseau de distribution de gaz naturel est moins de 100 000 clients, elle peut choisir de mettre en œuvre la séparation juridique.

La séparation juridique est mise en œuvre par le transfert à une entreprise juridiquement distincte soit des biens propres, autorisations, droits et obligations relatifs à l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel en qualité de concessionnaire ou de sous-traitant du concessionnaire, notamment les contrats de travail et les droits et obligations relatifs à la gestion des réseaux de distribution résultant des contrats de concession, soit des biens de toute nature non liés à l'activité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité ou de gaz naturel, avec les autorisations, droits et obligations.

La société gestionnaire d'un réseau de distribution de gaz qui dessert en France plus de 100 000 clients doit obéir aux règles concernant l'exploitation, l'entretien le développement des réseaux de distribution de gaz de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture de gaz et ces règles doivent réunir les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière des tiers au réseau. Toute société gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel desservant plus de 100 000 clients doit se doter d'un responsable de la conformité chargé de veiller au respect des engagements fixés par le code de bonne conduite.

## **B. Les dispositions générales**

## **1. L'information détenue par les exploitants d'ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel**

Les opérateurs exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié et les fournisseurs les utilisant fournit aux autres opérateurs de ces ouvrages et installations les informations nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages. Ils doivent également préserver la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de manière à mettre en danger la concurrence libre et de non discrimination. La CRE veille à ce que les fournisseurs de gaz naturel mettent à disposition de leurs clients leurs données de consommation sous une forme accessible et harmonisée.

## **2. La dissociation et transparence de la comptabilité des entreprises gazières**

Les entreprises exerçant une ou plusieurs des activités gazières doit tenir des comptes séparés dans sa comptabilité interne au titre respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel et de l'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié et de l'ensemble de ses autres activités exercées en dehors du secteur gazier. Elles doivent établir des comptes séparés pour ses activités de fourniture respectivement aux consommateurs finals ayant exercé leur éligibilité et aux consommateurs finals ne l'ayant pas exercée et identifie dans sa comptabilité interne les revenus provenant de la propriété des réseaux publics de distribution.

De même, les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités qui sont proposés par les opérateurs concernés pour mettre en œuvre la séparation comptable ainsi que la modification ultérieure de ces règles, périmètre ou principes sont approuvées par la CRE dans des conditions fixées par voie réglementaire. La CRE veille à ce que ces règles, périmètres et principes ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

## **3. Les obligations de service public et protection des consommateurs**

Les obligations de service public et les principes acceptés pour la protection des consommateurs portent sur la sécurité des personnes et des installations en amont du

raccordement des consommateurs finals, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services fournis, la protection de l'environnement, l'application de mesures d'économie d'énergie, l'efficacité énergétique, la valorisation du biogaz, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz de dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité et le maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité.

Les obligations de service public qui s'imposent sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel, les cahiers des charges des concessions et les règlements des régies mentionnées dans le code général des collectivités territoriales. Les obligations de service public sont assignées aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et aux exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires, aux fournisseurs et aux entreprises locales de distribution et aux distributeurs mentionnées par le code général des collectivités territoriales et aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel régies par le code minier.

Quant à la compensation des charges imputables aux obligations de services public assignées aux fournisseurs de gaz naturel portant sur la fourniture de gaz naturel à un tarif spécial de solidarité, le code de l'énergie prévoit les charges qui comprennent les pertes de recettes et les coûts supportés par les fournisseurs de gaz naturel en raison de la mise en œuvre du tarif spécial de solidarité. Ces charges se calculent sur la base d'une comptabilité tenue par les fournisseurs qui les supportent. Cette comptabilité établie selon des règles définies par la CRE peut être contrôlée par un organisme indépendant de la CRE ou par le commissaire aux comptes ou par le comptable public des régies. La compensation est assurée par des contributions dues par les fournisseurs de gaz naturel. Le montant de ces contributions est calculé au prorata de la quantité de gaz naturel vendue par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

#### **4. La mise en œuvre contractuelle des obligations de service public**

L'État, les communes et leurs établissements publics de coopération organisent le service public de l'électricité et le service public du gaz. Les ministres concernés et les autorités organisatrices de la distribution du gaz veillent au bon accomplissement des missions du service public de l'électricité et du service public du gaz naturel défini dans le



respect des compétences propres de la CRE au bon fonctionnement des marchés. Les objectifs et les modalités pour la garantie de mettre en œuvre des missions de service public font l'objet de contrats conclus entre l'État et GDF-Suez ainsi que les sociétés gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

Ces contrats portent sur les exigences des services publics en matière de sécurité d'approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs, les moyens permettant d'assurer l'accès au service public, les modalités d'évaluation des coûts entraînés par la mise en œuvre du contrat et de compensation des charges correspondantes, l'évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente du gaz, la politique de recherche et développement des entreprises, la politique de protection de l'environnement, incluant l'utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l'effet de serre, les objectifs pluriannuels en matière d'enfouissement des réseaux publics de distribution d'électricité, l'amélioration de la desserte en gaz naturel du territoire conformément à l'obligation de service public relative au développement équilibré du territoire.

L'État peut conclure avec d'autres entreprises du secteur du gaz naturel assumant des missions de service public des contrats précisant les objectifs et les modalités de mise en œuvre de ces objectifs.

## **5. Le droit d'accès aux réseaux gaziers et aux installations de gaz naturel liquéfié**

Le code de l'énergie prévoit les dispositions en ce qui concerne le droit d'accès aux réseaux gaziers et aux installations de gaz naturel liquéfié entre ses dispositions Art. L. 111-97 et 110. Un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris les installations fournissant des services auxiliaires est garanti par les opérateurs qui les exploitent aux clients ainsi qu'aux fournisseurs et à leurs mandataires, dans des conditions définies par contrat. Dans les cas, l'opérateur et l'utilisateur ne sont pas des personnes morales distinctes, des protocoles règlent leurs relations. Ces contrats et ces protocoles sont transmis à la CRE. Un droit d'accès aux ouvrages et installations est garanti par les opérateurs qui les exploitent pour assurer l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression au sein de l'Espace économique européen.

Il est important de préciser que tout refus d'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de gaz naturel liquéfié, y compris aux installations fournissant des services auxiliaires, est motivé et notifié au demandeur et à la CRE. Ce refus de conclure un contrat d'accès peut être fondé sur un manque de capacité ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des réseaux ou des installations de gaz naturel liquéfié. Si un opérateur refuse l'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de gaz naturel liquéfié, y compris aux installations fournissant des services auxiliaires, en raison d'un manque de capacité ou d'une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur au réseau, la CRE peut lui demander et le mettre en demeure de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge. D'autres raisons de refus peuvent être fondées sur un ordre de priorité pour l'accès aux ouvrages et aux installations prescrit par le ministre chargé de l'énergie afin d'assurer l'accomplissement des obligations de service public ou bien les critères fixés par une dérogation temporaire accordée.

Dans la mesure où les entreprises qui bénéficient d'une autorisation de fourniture sont menacées de graves difficultés économiques et financières du fait d'engagements contractuels à long terme d'achat de gaz naturel assortis d'une obligation d'enlèvement du gaz et dans la mesure où l'évolution défavorable de ses débouchés ne pouvait raisonnablement être prévue au moment de la conclusion de ces engagements, demander à la CRE de lui accorder une dérogation temporaire à l'exécution des obligations prévues en ce qui concerne le droit d'accès.

Si une entreprise n'a pas bénéficié d'une dérogation temporaire accordée, elle ne peut refuser l'accès aux ouvrages et aux installations qu'elle exploite en raison de l'exécution de ses engagements contractuels à long terme d'achat de gaz naturel assortis d'une obligation d'enlèvement du gaz. Afin de décider sur les demandes de dérogations autorisées, la CRE analyse la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de remplir les obligations de service public, la gravité des difficultés économiques et financières dont sont menacés le demandeur et ses clients, ainsi que les mesures prises par le demandeur en vue de trouver d'autres débouchés pour la vente du gaz naturel, la situation du demandeur et l'état de la concurrence sur le marché du gaz naturel, la date de conclusion des engagements contractuels et les conditions d'adaptation de ces engagements en cas d'évolution des débouchés du demandeur, les difficultés techniques liées à l'interconnexion ou à l'interopérabilité des

réseaux et l'incidence qu'aurait la délivrance d'une dérogation sur le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.

La durée initiale de la dérogation a été déterminée maximum un an. Elle peut être renouvelée pour une même durée maximale. La décision de dérogation qui définit les conditions dans lesquelles le bénéficiaire est autorisé à refuser de conclure un contrat d'accès aux ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel ou aux installations de gaz naturel liquéfié, y compris aux installations fournissant des services auxiliaires, doit être notifiée à la Commission européenne.

En outre, l'autorité administrative peut autoriser l'exploitant d'une installation de gaz naturel liquéfié ou de stockage de gaz naturel ou d'un ouvrage d'interconnexion avec un réseau de transport de gaz naturel situé sur le territoire d'un autre État membre de l'Union européenne à déroger pour tout ou une partie de son installation ou de son ouvrage.

## **6. La mission de la CRE en ce qui concerne le marché gazier**

Par décision publiée au Journal officiel, la CRE précise les règles concernant le marché gazier dans le respect des dispositions législatives et réglementaires. Ces règles portent sur les missions des gestionnaires des installations de gaz naturel liquéfié et celles des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel, les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, les conditions d'utilisations des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux et de ces installations et les évolutions tarifaires, la conclusion de contrats d'achat que négocie tout transporteur, distributeur de gaz naturel ou exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié pour sa fourniture en gaz naturel, et de protocoles par les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel.

La CRE peut imposer aux gestionnaires des réseaux de transport de gaz la modification du plan ou schéma décennal de développement du réseau et préalablement consultée sur les projets de dispositions à caractère réglementaire relatifs à l'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de gaz naturel liquéfié et à leur utilisation. Elle publie également chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite ainsi qu'une évaluation de l'indépendance des gestionnaires des réseaux par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution du gaz naturel.

Il existe également une relation assez étroite entre la CRE et l'Autorité de la concurrence. Elles coopèrent entre elles et se communiquent les renseignements utiles à l'accomplissement de leurs missions respectives. La CRE saisit cette dernière des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs du gaz naturel. L'Autorité de la concurrence communique à la CRE tout saisine entrant dans son champ des compétences et saisit de toute question relative aux secteurs du gaz naturel.

### **CHAPITRE III**

#### **LES EFFETS JURIDIQUES DU TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE**

#### **SUR LE MARCHÉ GAZIER EN TURQUIE**

L'objectif essentiel du troisième paquet gazier qui se composait de la directive 2009/73/CE et du règlement n° 715/2009 est d'offrir une réelle liberté de choix à tous les

consommateurs particuliers et entreprises européennes, de favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable et d'établir des règles non discriminatoires pour déterminer les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et aux installations de GNL. Dans le but de transposer les dispositions du troisième paquet énergie jusqu'au 3 mars 2011, comme les États membres, la Turquie a également commencé à réviser la situation actuelle de son marché gazier et sa législation en vigueur concernant le marché gazier.

La consommation de gaz naturel devrait poursuivre sa progression en atteignant 70 milliards de m<sup>3</sup> en 2020 selon les estimations de l'EIA<sup>1169</sup> publiées dans son rapport de février 2013. 74% du gaz naturel en Turquie sert à la production d'électricité et au chauffage. Au début du mois de janvier 2014, Oil and Gas Journal prévoyait la réserve de gaz naturel en Turquie d'environ 241 billions cubic meters.

En ce qui concerne la situation générale du marché gazier turc en 2009, des prévisions annonçaient une hausse de 4,3% annuelle en Turquie, ce qui fait de la Turquie le deuxième pays à la plus grosse croissance énergétique derrière la Chine.<sup>1170</sup> Les énergies fossiles comme le pétrole<sup>1171</sup>, le gaz et le charbon comptent pour 90% de la consommation énergétique de la Turquie en 2009. Le gaz naturel est une ressource énergétique utilisée pour le chauffage urbain et comme moyen de produire de l'électricité dans les centrales thermiques. Ainsi, une politique d'aménagement du territoire a été mise en place afin de distribuer le gaz naturel partout dans le pays.<sup>1172</sup>

Pour pouvoir assurer son approvisionnement en gaz naturel, la Turquie a visé à devenir un « *nouveau hub énergétique* » sur la scène européenne et internationale en profitant de sa situation géographique et géostratégique en créant un corridor entre les pays richement pourvus en ressources énergétiques et les pays consommateurs d'énergie.<sup>1173</sup> Dans le but de devenir un pont énergétique entre les pays européens consommateurs d'énergie et les pays riches en gaz naturel comme ceux du Moyen Orient et ceux de la Mer Caspienne<sup>1174</sup>, la

---

<sup>1169</sup> Energy Information Agency.

<sup>1170</sup> ARIK Elvan, « Politiques énergétiques et accès aux services urbains en réseau à Istanbul: une Ambition Métropolitaine au Détriment de l'Intérêt Général », Mémoire du Master 1 en Urbanisme et Aménagement, Institut d'Urbanisme de Lyon », 6 décembre 2011, p. 21.

<sup>1171</sup> YARDIMCI Okan, Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerindeki Etkisi ve Türkiye İçin Öneriler (« L'effet des prix de pétrole sur les prix de gaz naturel et les recommandations pour la Turquie »), La thèse de spécification d'EPDK, 2010.

<sup>1172</sup> Selon le rapport annuel 2009 de BOTAŞ, en 2009, 61 villes en Turquie étaient reliées au réseau de distribution.

<sup>1173</sup> WINROW M Gareth, « The Problems and Prospects for the « Fourth Corridor » : The Position and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, Oxford Institut for Energy Studies, June 2009, NG 30, p. 8.

<sup>1174</sup> Azerbaïdjan, Turkménistan, Ouzbékistan, Kazakhstan, Géorgie, Arménie, Russie.

Turquie a développé plusieurs projets énergétiques internationaux.<sup>1175</sup> Le fait de sa position géostratégique de la Turquie lui permet d'un accès facile aux ressources du gaz naturel de ses voisines et les avantages environnementaux d'utilisation du gaz naturel par rapport à d'autres ressources énergétique augmentent la tendance vers le gaz naturel.<sup>1176</sup>

Les statuts des projets de pipeline: Nabucco West, TANAP, récemment Turkish Stream. En décembre 2011, BOTAŞ et SOCAR ont déclaré leur intention de travailler ensemble sur le projet TANAP. En juin 2012, l'accord intergouvernemental pour TANAP a été conclut.<sup>1177</sup> Le gaz azéri sera desservi en 2017.<sup>1178</sup>

En ce qui concerne Nabucco West, la décision finale d'investissement sur Shah Deniz II a été annoncé en juin 2013 en faveur du Projet de Gazoduc Trans-Adriatic (« TAP »), par la suite, le projet Nabucco a été mis fin.<sup>1179</sup>

Selon Susanne NIES, le projet le plus politique était Nabucco qui a fait l'objet d'une longue discussion dans le chapitre gaz. Si la société BOTAŞ a fait partie du consortium pour Nabucco, la Turquie avait refusé d'accepter l'accord-cadre financier pour l'utilisation du gazoduc, a coupé les approvisionnements à la Grèce, suite à une réduction de ses approvisionnements propres en provenance de l'Iran. En outre, pour des raisons politiques, la Turquie a également empêché l'entrée de GDF Suez dans le consortium de Nabucco.<sup>1180</sup>

En décembre 2014, pendant sa visite à Ankara, Vladimir Putin a déclaré l'annulation du projet « South Stream » et annoncé le nouveau projet de gazoduc « *Turkish*

---

<sup>1175</sup> Blue Stream, Bakou - Tbilissi - Ceyhan, Bakou - Tbilissi Erzurum, Nabucco, INOGATE (Turquie - Italie - Grèce), Projet Transcapien (Turkménistan - Turquie), Projet Egypte - Turquie, Projet Irak - Turquie.

<sup>1176</sup> AĞAROĞLU Behçet Orçun, « Les Principes et l'Analyse du Fonctionnement du Marché Gazier : L'application en Turquie » (« Doğal Gaz Piyasasının İşleyiş Esasları ve Analizi: Türkiye Uygulaması »), Thèse en master, Gazi Üniversitesi, Institut des Sciences Sociales, Ankara 2008, p. 174.

<sup>1177</sup> CAIN Michael J.G., IBRAHIMOV Rovshan, BILGIN Fevzi, Linking The Caspian to Europe : Repercussions of the Trans-Anatolian Pipeline, Rethink Paper 06, October 2012, Rethink Institute Washington DC, p. 1, « *This paper identifies several key internal domestic drivers of TANAP for both Azerbaijan and Turkey to better understand why TANAP prevailed over the much healded, Western backed Nabucco pipeline project. These domestic factors illustrate how exploiting natural resources and geographic comparative advantages translate into increased political power for each State. The paper also shows how the construction and operation of TANAP will likely accelerate the economic integration of Caspian States while strengthening the economic and political linkages of Azerbaijan, Turkey and Georgia to Europe* ». Energy and Security From the Caspian to Europe, A Minority Staff Report, December 12, 2012, US Washington, p. 15.

<sup>1178</sup> SOULEIMANOV Emil, KRAUS Josef, Turkey : An Important East-West Energy Hub », Middle East Policy, Vol. XIX, n° 2, 2012.

<sup>1179</sup> PIRANI Simon, Central Asian and Caspian Gas Production and The Constraints on Export, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 69, December 2012, p. 96.

<sup>1180</sup> NIES Susanne, Le carrefour turc, Gaz et Pétrole vers l'Europe, Gouvernance Européenne et Géopolitique de l'Énergie, p. 121-129, FINON Dominique, L'échec économique du projet Nabucco, Leçons pour la politique gazière étrangère de l'Union européenne, Revue de l'Énergie, n° 598, novembre - décembre 2010, p. 370-381.

*Stream*<sup>1181</sup> ». <sup>1182</sup> Dans la même visite, la Russie joue un rôle primordial dans l’approvisionnement gazier de la Turquie qui connaît une substitution pétrole-gaz depuis les années 1980 à l’image de l’évolution européenne.

Néanmoins, les réserves du gaz naturel de la Turquie sont toujours restées limitées, c’est la raison pour laquelle, le niveau de la production du gaz naturel est également resté assez bas. Pendant les travaux de transition du troisième paquet énergie, le législateur turc s’est concentré sur la stabilisation de la nouvelle structure libérale du marché gazier en clarifiant les activités du marché gazier, et en renforçant les activités pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel en développant des projets de construction de stockage souterrain de gaz.

Avant d’analyser les nouvelles dispositions proposées par le projet de loi de 2014 visant à modifier la loi n° 4646 sur le marché gazier turc qui est actuellement à l’Assemblée nationale (Section 2), il importe de rappeler les modifications juridiques apportées suite à la publication du troisième paquet énergie en 2009 et les évaluations de l’Autorité de la concurrence sur le projet de loi de 2012 qui était un travail préliminaire du projet de loi actuel (Section 1).

## SECTION 1.

### LES PREMIÈRES MODIFICATIONS JURIDIQUES APPORTÉES AU MARCHÉ GAZIER TURC

---

<sup>1181</sup> «The offshore part of the pipeline will cross the Black Sea bed. Maximal depth along the route will reach 2,200 m. The length of the offshore part will amount to 910 km. As planned, the TurkStream pipeline will surface on the shore of the European part of Turkey near Kiyıköy with gas delivery point at Lüleburgaz for the Turkish customers, and a border crossing between Turkey and Greece in Ipsala serving as delivery point for the European customers. The length of Turkish onshore section will total 180 km. The capacity of four strings totals up to 63 bcma, including 47 bcma to be supplied to the Turkish-Greek border. The project complies with all environmental safety standards. The construction and operation technologies for the subsea pipeline foresee minimal impact on the environment, seabed geology, water quality and the habitat for marine fauna, mammals and sea birds as well as fisher. » <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/6/> (consulté le 12 décembre 2015).

<sup>1182</sup> « Des livraisons directes de gaz russe en Turquie, en contournement de l’Ukraine, c’est une tâche d’actualité de tout premier ordre. 14 milliards de m<sup>3</sup> de gaz, fournis dans la zone industrielle turque dans la région de la mer de Marmara, passent par l’Ukraine, ce qui comporte de gros risques de coupures. La Turquie doit se débarrasser de ces risques et, pour y parvenir, elle doit soutenir des projets visant des livraisons directes de gaz qui contournent les territoires à problèmes », a souligné l’interlocuteur de l’agence lors de la Conférence internationale sur le pétrole et le gaz TUROGE-2015 qui se déroule à Ankara, publié le 18 mars 2015 sur <http://fr.sputniknews.com/international/20150318/1015240779.html#ixzz3UqKQSmST> (consulté le 19 mars 2015).

Suite à l'adoption du troisième paquet énergie par l'Union européenne, ses États membres et candidats, y compris la Turquie, ont commencé à développer leur législation gazière pour aborder un marché commun du gaz naturel au niveau européen. À cette fin, le législateur turc a fait certaines modifications dans les dispositions de la loi n° 4646. Sous cette section, il convient d'examiner les dispositions apportées qui sont déjà entrées en vigueur (A) et l'étude des commentaires de l'autorité de la concurrence sur le projet de loi de 2012 (B).

## **§ 1. Les modifications dans la loi n° 4646 qui sont déjà en vigueur**

### **A. Le stockage souterrain du gaz naturel en Turquie**

À la lumière des articles 4, 29, 33 et 36 de la directive 2009/73/CE en ce qui concerne l'activité de stockage du gaz naturel, EPDK a publié la réglementation sur l'accès des tiers aux terminaux de LGN qui convient des règles et des procédures concernant l'utilisation par les tiers des terminaux de LGN Marmara Ereğlisi<sup>1183</sup> qui appartient à BOTAŞ, et EGEGAZ Aliğa.<sup>1184</sup> Cette réglementation est entrée en vigueur par les décisions du Conseil n° 2586/1 et n° 25861/2 du 3 juin 2010. La réglementation sur les principes et procédures de l'utilisation des stockages souterrains des gaz naturel pour le stockage souterrain Silivri a été publiée le 4 juin 2011.<sup>1185</sup> Dernièrement, la réglementation sur les principes et procédures de l'utilisation des stockages souterrains des gaz naturel pour le stockage souterrain est entrée en vigueur le 6 avril 2012.<sup>1186</sup>

Ainsi, ayant de gros besoins énergétiques et s'inquiétant de sa dépendance actuelle vis-à-vis de la Russie, de l'Azerbaïdjan et de l'Iran pour son approvisionnement en gaz naturel, la Turquie a signé un accord de 559 millions de dollars US avec la société chinoise Tianchen Engineering pour la construction du stockage souterrain du gaz d'une capacité de 1 milliard de mètres cubes sous le lac turc de Tuz en Anatolie centrale.<sup>1187</sup> Le projet de la construction de stockage souterrain du gaz naturel dans la zone du Tuz Gölü<sup>1188</sup> situé entre Ankara et Konya a obtenu le 4 juin 2009 l'approbation de la Banque Mondiale pour le rapport

---

<sup>1183</sup> BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali Temel Kullanım Usul ve Esasları.

<sup>1184</sup> EGEGAZ Aliğa LNG Terminali Kullanım Usul ve Esasları.

<sup>1185</sup> TPAO Silivri Yer Altı Doğal Gaz Depolama Tesisi Kullanımı Usul ve Esasları a été entré en vigueur le 4 juin 2011 et publié dans le journal officiel n° 27954.

<sup>1186</sup> TPAO Yer Altı Doğal Gaz Deposu Kullanım Usul ve Esasları a été entré en vigueur le 6 avril 2012 et publié dans le journal officiel n° 28256.

<sup>1187</sup> <http://www.invest.gov.tr/fr-FR/infocenter/news/Pages/301111-turkey-china-gas-storage-deal.aspx> (consulté le 14 décembre 2014).

<sup>1188</sup> Lac Salé.



d'évaluation de pré-qualification.<sup>1189</sup> Pendant la cérémonie de la signature, le ministre de l'énergie turc, Taner Yıldız<sup>1190</sup>, a indiqué que la demande de gaz en Turquie ne cessait d'augmenter et que ce projet était nécessaire pour garantir une bonne gestion du gaz naturel.<sup>1191</sup> Ce projet est en cours de réalisation pour être pleinement opérationnel en 2019. D'un coût total prévisionnel de 538 millions USD financé notamment grâce à un prêt de 325 millions USD de la BIRD. Ce projet permettra à la Turquie d'augmenter de 37,5% sa capacité totale de stockage.<sup>1192</sup>

Les cinq milliards de mètres cubes dont la Turquie a besoin correspondent au volume de gaz importé annuellement par BOTAŞ via la ligne occidentale et fourni par le Russe Gazprom. Or, BOTAŞ a récemment annulé l'accord en vigueur avec Gazprom suite à un différend concernant les prix. Le marché national du gaz naturel est en attente de nouveaux contrats avec Gazprom. Ils seront signés par des sociétés internationales et turques qui remplaceront BOTAŞ.

Quant aux conditions d'obtenir la licence de stockage du gaz naturel, un sous-article a été ajouté dans la loi n° 4646 par une loi n° 6111 du 13 février 2011 qui a été publiée dans le journal officiel n° 27857 du 25 février 2011. Selon cet article, dans les applications de licence de stockage du gaz naturel à faire et qui ont été déjà faites, les informations du lieu en question devront être annoncées dans le site-internet d'EPDK. Dans le cadre du délai déterminé dans l'annonce, dans le cas où il existe une autre application de licence de stockage de gaz naturel pour le même lieu, EPDK évalue l'existence des critères exigés dans tous les applicants.

## **B. Les décisions d'EPDK concernant le fonctionnement des réseaux gaziers**

La décision d'EPDK n° 4319 du 20 mars 2013 a modifié les opérations après jour, les questions liées à la prévision de la demande de gaz naturel, la procédure de la modification

---

<sup>1189</sup> DÜLGER Gazi, « Le Projet de Stockage Souterrain du Lac de Tuz », (« Tuz Gölü Doğalgaz Yeraltı Depolama Projesi »), présenté le 25 avril 2013, 7. Taşınlar Forumu, disponible seulement en turc sur : <https://www.google.at/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=tuz%20g%C3%B6l%C3%BC%20do%C4%9Falgaz%20depolama%20projesi> (consulté le 16 décembre 2014).

<sup>1190</sup> WINROW M Gareth, « The Problems and Prospects for the « Fourth Corridor » : The Position and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, Oxford Institut for Energy Studies, June 2009, NG 30, p. 19.

<sup>1191</sup> « Nous prévoyons de construire des réservoirs de stockage dans d'autres régions également. La capacité totale de stockage du gaz naturel de la Turquie devrait être de 5 milliards de mètres cubes et nous envisageons donc de nouveaux investissements. », a déclaré Taner Yıldız d'après Reuters lors d'une cérémonie à Ankara pour célébrer l'accord.

<sup>1192</sup> L'étude sur le gaz naturel en Turquie réalisé début 2013 sous la responsabilité de l'Ambassade de France en Turquie, p. 5.

des régulations sur le fonctionnement des réseaux, les applications de la journée difficile et la journée de la capacité limitée.

En plus, la décision du conseil n° 4763 du 19 décembre 2013 qui a été publiée dans le Journal officiel n° 28868 du 31 décembre 2013 a disposé les conditions de l'application d'accès aux réseaux avant l'année gazière, pendant l'année gazière, les applications de capacités inutilisées, la notification du montant de transport du gaz naturel, les programmes. Dans ce contexte, il a été prévu de lancer le processus de simulation qui sera la base de la construction d'un marché gazier d'équilibrage. Dans le cadre de la régulation sur le fonctionnement des réseaux la décision du conseil n° 4797 du 26 décembre 2013 ont mis à jour l'index des prix de producteur, la décision n° 2970 du 28 décembre 2010 a déterminé les points d'entrée, le point de sortie d'exportation et de la zone de sortie.<sup>1193</sup>

## **§ 2. L'évaluation du projet de loi 2012 par l'Autorité de la concurrence**

Pendant le période de la libéralisation du marché gazier turc, le législateur turc a modifié à plusieurs reprises la loi n° 4646 sur le marché gazier turc. En 2012 un projet de loi visant à modifier la loi n° 4646 en vertu des dispositions du directive 2009/73/CE a été publiée. L'Autorité de la concurrence a examiné le projet de loi de 2012 visant à modifier la loi n° 4646 sur le marché gazier turc dans le cadre de la loi n° 4054 concernant la protection de la concurrence, et a notifié son avis le 7 mai 2012.

Il importe d'étudier l'évaluation de l'Autorité de la concurrence pour mieux comprendre à quel point le législateur prend en considération le niveau de la libéralisation et de la concurrence dans le marché gazier turc dans lequel la formation des prix du gaz naturel se compose du marché gazier international où la Turquie est un acheteur et le marché gazier national où les clients finals sont acheteurs.<sup>1194</sup> C'est ainsi que les travaux de la restructuration du marché gazier turc pendant sa libéralisation concernent non seulement le marché gazier national dans le pays, mais également la position de la Turquie dans les marchés gaziers internationaux.

Le projet de loi de 2012 prévoyait deux changements principaux sur la restructuration de l'organisation et le fonctionnement du marché gazier turc. Le premier changement

---

<sup>1193</sup> Le rapport du marché gazier turc d'EPDK 2013, p. 57.

<sup>1194</sup> ARTUS Patrick, D'AUTUME Antoine, CHALMIN Phillippe, CHEVALIER Jean-Marie, Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil, Conseil d'Analyse Économique, La Documentation Française, septembre 2010, p. 255, disponible sur <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/104000475/0000.pdf> (consulté le 30 décembre 2014).

concerne la division de BOTAŞ en deux entreprises par le biais de séparation des propriétés (A), le deuxième concerne le transfert de ses contrats d'achat à long terme au secteur privé pour assurer la libéralisation du marché gazier turc par l'entrée des nouveaux acteurs (B).

### **A. L'évaluation de la nouvelle structure de BOTAŞ**

Selon le projet de loi de 2012 pour convertir la structure verticale de BOTAŞ à une structure horizontale, il a été prévu de restructurer en divisant en deux sociétés anonymes. Dans ce contexte, pour les activités de stockage et de distribution « *BOTAŞ Boru Hatları ile Taşıma A.Ş.* »<sup>1195</sup> continuerait à exercer ses activités, et pour exercer les activités d'importation, d'exportation et de vente en gros, « *Doğal Gaz Ticaret ve Taahhüt A.Ş.* » serait établi. Il existe plusieurs méthodes pour la séparation des gazoducs monopoles et les activités commerciales qui sont ouvertes à la concurrence. Ce sont des séparations comptable, fonctionnelle, juridique des propriétés. Dès lorsque le législateur turc fait un choix idéal pour la libéralisation du marché gazier turc, il doit prendre en considération les effets du type de la séparation sur la concurrence du marché gazier interne et de la position de la Turquie dans les marchés gaziers internationaux. Pour faire cela, il doit bénéficier des expériences de l'Union européenne qui soutient plutôt une séparation des propriétés pour la libéralisation des activités de transport du gaz naturel. À ce point, le législateur doit être déterminé et faire un choix clair pour la sérénité du marché gazier.

### **B. L'évaluation des transferts des contrats de BOTAŞ**

Pour le niveau de la concurrence, l'intensité de la concurrence parmi les concurrents a une grande importance. Dans le marché gazier turc, c'est toujours BOTAŞ qui a les contrats d'achat du gaz naturel à long terme. En plus, 88% du gaz naturel en spot et 82% du marché de vente en gros lui appartiennent.<sup>1196</sup> Il est important de diminuer la part du marché de BOTAŞ pour la libéralisation des activités d'importation du gaz naturel dans le marché gazier turc et aussi pour le développement des activités de LNG. Selon l'Autorité de la concurrence, l'approbation des entreprises fournisseurs du gaz au transfert des contrats de BOTAŞ bloque

---

<sup>1195</sup> BOTAŞ Société Anonyme du Transport par les Gazoducs.

<sup>1196</sup> RZAYEVA Gulmira, « Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market : Policies and Challenges », OIES Paper NG 82, February 2014, p.31. Voir le Tableau des Contrats d'Achat de Gaz Naturel.

le processus et en conséquence cela signifie que les entreprises fournisseurs décident de la nouvelle structure du marché gazier turc.<sup>1197</sup>

En 2012 en ce qui concerne la nouvelle structure de BOTAŞ et le transfert des contrats, l'autorité de la concurrence a donné son avis au ministère de l'énergie sur la loi visant à modifier la loi n° 4646<sup>1198</sup> en soulignant que « *le but essentiel de la loi n° 4646 est de libéraliser le marché gazier turc étant un monopole et de créer la concurrence dans le marché gazier. Pendant la libéralisation du marché gazier, EPDK doit prendre en considération les principes de concurrence prévus par la loi n° 4054 sur la protection de la concurrence, et doit coopérer avec l'autorité de la concurrence dont la première mission est de protéger la concurrence dans les marchés de service et de produits. Après l'entrée en vigueur de la loi n° 4646, pendant la préparation et la mise en place des nouvelles législations sur la libéralisation et la privatisation du marché gazier turc, il est primordial pour EPDK de prendre en considération l'avis de l'autorité de la concurrence pour que la nouvelle structure du marché gazier serait bien solide, concurrentiel et sain. Mais, la proposition de l'autorité de la concurrence pour la modification de la loi n° 4646 n'a pa été prise en considération et l'article proposé n'a pas été ajouté dans la loi* ». <sup>1199</sup>

---

<sup>1197</sup> ÖZEN Erdinç, « Turkey's natural gas market, Expectations and Developments 2012 », Deloitte, p. 82. « BOTAŞ did not extend the Gazprom Export Contract for the Western Line that had an annual volume of 6 bcm, which expired as of 2011 ».

<sup>1198</sup> L'avis de l'Autorité de la concurrence du 7 mai 2012, disponible sur: <http://www.rekabet.gov.tr/File/?path=ROOT%2FDocuments%2FKurum+G%C3%B6r%C3%BC%C5%9F%C3%BC%2Fdogalgaz.pdf> (consulté le 6 décembre 2014).

<sup>1199</sup> L'article 10, 5 (1) de la loi n° 4646.

## SECTION 2.

### ANALYSE DU PROJET DE LOI

#### MODIFIANT LA LOI SUR LE MARCHÉ GAZIER TURC

Une révision de la loi n° 4646 a été préparée en mai 2013.<sup>1200</sup> Le projet de loi de 2014 visant à modifier la loi n° 4646 sur le marché gazier turc en conformité avec les conditions de nos jours a été déposé à l'Assemblée Nationale de la Turquie en août 2014.<sup>1201</sup> Les modifications à apporter dans la loi n° 4646 concernent, en générale, la nouvelle structure libéralisée du marché gazier turc et le fonctionnement des activités du marché gazier dans cette nouvelle structure. BOTAŞ ne devrait pourtant pas pouvoir survivre au prochain projet de loi sur le marché du gaz naturel.

C'est ainsi que la Turquie est désormais considérée comme un marché dans lequel le gaz peut être échangé librement. Idéalement, à terme, ces échanges seront régulés au sein d'une structure boursière nationale.<sup>1202</sup> Selon le projet de loi de 2014, BOTAŞ ne devra pas représenter plus de 50% du marché d'importation et de transport. Une entreprise ne pourra vendre plus de 20% du montant total de gaz naturel consommé nationalement afin d'éviter toute situation monopolistique. Une entreprise de distribution pourra obtenir à partir de 2015 une licence de vente auprès de l'EPDK à condition de posséder une comptabilité séparée pour les activités de distribution et de commerce.<sup>1203</sup> Les entreprises souhaitant importer du gaz naturel doivent garantir une capacité de stockage de 10% du montant annuel importé. Ce projet de loi prévoyait qu'en 2015 BOTAŞ serait divisé en trois entités distinctes : une entreprise de transport, une entreprise de GNL et un opérateur de stockage, mais apparemment cette division sera suspendu dans les années à venir.

Le projet de loi 2014 visant à modifier la loi n° 4646 apporte des nouvelles définitions sur la personne morale, le gaz naturel, la production, le transport, la distribution, la ville, la ville de distribution, la vente en gros, le gaz naturel liquifié, le stockage souterrain, le réseau,

---

<sup>1200</sup> ARIK Elvan, « Mise en perspective des évolutions du marché domestique du gaz naturel en Turquie depuis 2001 » publié le 24 février 2014 disponible sur: <http://dipnot.hypotheses.org/489> (consulté le 8 novembre 2014).

<sup>1201</sup> RZAYEVA Gulmira, « Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market : Policies and Challenges », OIES Paper NG 82, February 2014, p. 54.

<sup>1202</sup> La nouvelle loi sur le marché électrique turc prévoit l'établissement d'EPİAŞ en tant que la société en charge de la bourse en énergie en Turquie.

<sup>1203</sup> ÖZEN Erdinç, p.18, « *When subsidies are needed in order to support the consumers in particular regions of for particular purposes, these subsidies will be in the form of reimbursement to consumers, and there will be no price intervention. This means that the subsidies in Turkey will not be removed in the foreseeable future* ».

les utilisateurs de réseaux, les réseaux de distribution, la personne morale intégrée verticalement, le contrat de délivrance, le contrat de transport, l'entreprise d'importation, les réseaux de transport, l'entreprise d'exportation, l'activité du marché, le tarif, la licence, le certificat, le gaz naturel comprimé, le gaz naturel liquifié, EPIAŞ, l'interconnexion internationale, le marché de l'équilibrage et de la conciliation.

## **§ 1. Les modifications principales à apporter par le nouveau projet de loi**

Dans le cadre des travaux de la libéralisation du marché énergétique turc, la loi n° 4646 sur le marché gazier turc ne peut plus satisfaire les exigences des directives européennes pour créer un marché gazier transparent et concurrentiel. C'est la raison pour laquelle, à la lumière du troisième paquet énergie et de l'*acquis communautaire*, le projet de loi 2014 visant à modifier la loi n° 4646 a été préparée pour l'intérêt public, les droits des consommateurs, l'actualisation des opportunités des secteurs privé et public dans l'application du marché gazier libéralisé, la sécurité nationale d'approvisionnement en gaz naturel avec les faibles coûts et un impact minimum sur l'environnement.

### **A. Les modifications dans les activités du marché gazier turc**

#### **1. Les activités du marché gazier en amont et midstream**

L'activité de production du gaz naturel n'est pas considérée comme une activité du marché gazier en Turquie.<sup>1204</sup> L'exploitation et la production du gaz naturel dans le marché gazier turc s'exerce selon la loi pétrolière turque et les licences d'exploitation sont délivrées par le ministère de l'énergie. Les entreprises de production de gaz naturel peuvent vendre le gaz naturel qu'elles ont produit à des entreprises de vente en gros, d'importation, de transport, de gaz naturel comprimé ou aux clients éligibles. À condition que le montant du gaz naturel vendu n'excède pas 20% de la prévision de la consommation nationale de l'année en cours qui sera déterminée par EPDK, les entreprises de production peuvent vendre le gaz naturel directement aux clients éligibles. Elles peuvent également offrir le reste au marché gazier par le biais des entreprises d'importation, de transport ou de vente en gros. Si elles obtiennent la licence d'exportation, elles peuvent également exporter à l'extérieur du pays le gaz naturel qu'elles produisent.

---

<sup>1204</sup> YARDIMCI Okan, Türkiye Doğal Gaz Piyasası : Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl, Ekonomi Bilimleri Dergisi, Cilt :3, No : 2, 2011, ISSN :1309 - 8020, 157 - 166.

En plus, elles peuvent faire transporter le gaz naturel dans le cadre des contrats de transport et délivrance signés avec les entreprises de distribution. Si le centre de production du gaz naturel est loin des réseaux connectés, elles peuvent transporter leur gaz naturel et vendre aux clients éligibles sans se connecter aux réseaux de transport. Les titulaires de licence d'exploitation du pétrole qui produisent le gaz naturel peuvent obtenir la licence de vente en gros aux clients éligibles, aux entreprises d'exportation, de vente en gros sans satisfaire les conditions de stockage du gaz naturel.<sup>1205</sup>

Le 23 novembre 2011 TPAO a signé un accord de coopération avec Shell Upstream Turkey BV pour commencer les travaux de l'exploration et l'extraction et les investissements dans la Mer Méditerranéenne et dans le sud-est de l'Anatolie. Selon cet accord, TPAO et Shell ont conduit les travaux de sismique dans la zone méditerranéenne à proximité de la zone d'Antalya jusqu'en 2013, et vont compléter le forage d'un seul puits.<sup>1206</sup>

En ce qui concerne les activités d'importation du gaz naturel en Turquie, ceux qui vont exercer l'activité d'importation doivent obtenir la licence d'importation. Les personnes morales appliquant pour les licences d'importation doivent avoir le pouvoir économique suffisant, les ressources et les réserves du gaz naturel à importer, les informations et les garanties sur les installations de production et de transport, le dépôt du contrat conclu entre l'entreprise d'importation et le vendeur, l'obtention des garanties et des engagements des personnes qui exerceront l'activité de stockage, à propos de stocker 10% du gaz naturel importé chaque année dans les cinq années qui viennent, dans le territoire national.

En plus, les entreprises d'importation doivent obtenir les licences séparées pour chaque contrat d'importation. Les entreprises d'importation peuvent vendre le gaz naturel importé aux entreprises de vente en gros ou aux entreprises d'exportation, aux clients éligibles dans le pays, et à l'étranger à condition qu'elles obtiennent les licences d'exportation. Le montant du gaz naturel fourni par une entreprise d'importation qui a une personnalité morale du droit privé ne peut pas dépasser 20% de la prévision de la consommation nationale à déterminer par EPDK.

À propos de stockage du gaz naturel, le projet de loi garde les dispositions sur l'accès aux terminaux de GNL et de stockage du gaz naturel, mais prévoit une séparation des activités de l'opération des terminaux de GNL et des activités de stockage. L'obligation de stocker

---

<sup>1205</sup> RZAYEVA Gulmira, « Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market : Policies and Challenges », OIES Paper NG. 82, February 2014, p. 26.

<sup>1206</sup> ÖZEN Erinc, p. 16.

10% de leur importation pour les titulaires de licence d'importation est également gardée dans le projet de loi 2014. Il prévoit des précautions d'équilibrage et la planification d'approvisionnement en gaz naturel pour les titulaires de licences de vente en gros. En plus, il existe des nouvelles opportunités à propos des taxes et de l'acquisition des terrains pour les terminaux de GNL et de stockage du gaz à construire.<sup>1207</sup>

Quant aux activités de l'opération des terminaux de GNL, elles contiennent toutes les activités de liquéfaction, de déchargement, de gazéification et de stockage temporaire du gaz naturel. La personne qui sera en charge de l'opération des terminaux de GNL doit obtenir la licence de la part d'EPDK. Elle doit avoir la capacité économique et s'engager à une administration des opérations des terminaux de façon coordonnée avec d'autres activités du marché gazier. C'est ainsi que le nouveau projet de loi prévoit la séparation des activités de stockage et des activités de GNL et qu'il insère la définition du système des installations de GNL dans la loi n° 4646. Concernant les activités d'exportation, les entreprises morales qui veulent exporter le gaz naturel produit en Turquie ou importé, doivent obtenir la licence d'exportation du part d'EPDK.

## **2. Les activités du marché gazier en aval**

Les entreprises de transport doivent obtenir les licences de transport de la part d'EPDK pour pouvoir exercer cette activité. Les principes et procédures sur l'obtention des licences sont déterminés par les règlements préparés par EPDK. Dans l'hypothèse où le système de transport convient aux entreprises de transport, dans le cadre des critères déterminés, EPDK est obligée de connecter les utilisateurs qui veulent se connecter au système, dans un délai de douze mois.<sup>1208</sup>

Les entreprises de transport doivent donner tous les informations techniques déterminées par EPDK qui sont nécessaires pour travailler avec d'autres entreprises de transport d'une manière coordonnée, efficace et fiable. En outre, les entreprises de transport doivent prendre tous les précautions pour le fonctionnement confident et avec un coût minimal du transport du gaz dans les réseaux sous leur responsabilité. Les propriétés des

---

<sup>1207</sup> KAYA CANER Bağdagül, « La Législation sur le Stockage du Gaz Naturel » (« Doğal Gaz Depolama Mevzuatı », EPDK, sera présenté les 25 - 28 mai 2015, VI. WFER, İstanbul, disponible seulement en turc: <http://www.tugs2014.org/sunum/gun1/1400-1530/2Bagdagul-kaya/DOGAL-GAZ-DEPOLAMA-MEVZUATI.pdf> (consulté le 16 décembre 2014).

<sup>1208</sup> YARDIMCI Okan, Türkiye Doğal Gaz Piyasası : Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl, Ekonomi Bilimleri Dergisi, Cilt :3, No : 2, 2011, ISSN :1309 - 8020, 160.



nouveaux réseaux de transport à construire pour pouvoir se connecter aux réseaux existants appartiennent aux entreprises de transport qui font l'investissement.

BOTAŞ assure la coordination de tous les réseaux interconnectés dans le pays, prend toutes les précautions pour le bon fonctionnement du système gazier, dirige les travaux de l'interconnexion suite à la décision du Ministère de l'Énergie, travaille pour éviter les déséquilibres dans les marchés d'équilibrage et conciliation, transmet les informations nécessaires à EPIAŞ pour les opérations de règlement financier.

À propos de la vente en gros de gaz naturel en Turquie, le projet de loi souligne l'obligation d'obtenir la licence de vente en gros du part d'EPDK. Par contre, les personnes morales qui ont déjà obtenu le licence d'importation, elles n'ont pas besoin d'obtenir une autre licence de vente en gros, elles peuvent faire la vente en gros par les licences d'importation. Par contre, dans ce cas-là, les engagements dans le cadre des activités de vente en gros continuent. Les personnes morales qui veulent exercer les activités de vente en gros, doivent donner les garanties et les engagements nécessaires pour montrer le fait qu'elles ont la capacité économique suffisante, les ressources de gaz naturel, les conditions de transport. Elles sont également obligées de fournir le gaz naturel à leurs clients éligibles dans les limites de flexibilité saisonnière, journalière et horaire. Les entreprises de vente en gros peuvent vendre le gaz naturel aux entreprises d'importation et d'exportation, de distribution et aux clients éligibles et peuvent fixer les prix librement.

Par contre, pour exercer l'activité d'importation du gaz naturel, elles doivent obtenir la licence d'importation. En plus, le montant total annuel de la vente de chacune des entreprises de vente en gros ne peut pas dépasser 20% de la prévision nationale du gaz naturel de l'année en cours à déterminer par EPDK. Le Conseil des ministres peut augmenter ce taux jusqu'à deux fois. Les entreprises de vente en gros du gaz naturel peuvent faire la vente sans limitation à travers le pays.

Quant à l'activité de la distribution urbaine du gaz naturel, les entreprises qui gagnent les appels d'offres dans la zone de distribution déterminée par EPDK, les réseaux de transport du gaz naturel restent propriétaires pour une durée de leur licence. Sans aucune condition de mettre des capitaux, l'entreprise de distribution urbaine du gaz naturel doit inviter la municipalité ou l'entreprise de la municipalité à devenir actionnaire de 10% de l'entreprise de distribution. Les capitaux peuvent être augmentés au maximum de 10% à condition de payer

son prix. Les entreprises de distribution doivent séparer leurs comptabilités pour les activités de distribution et de vente en gros.

## **§ 2. Les autres modifications à apporter par le projet de loi**

### **A. Les nouvelles dispositions à insérer dans la loi n° 4646**

L'article 10 du projet de loi 2014 insère les nouveaux articles 12/A, 12/B, 12/C qui élaborent la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel dans le marché gazier et la constitution de la bourse d'énergie EPIAŞ.

#### **1. La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel**

L'article 10 du projet de loi 2014 prévoit un nouvel article 12/A qui serait inséré après l'article 12 de la loi n° 4646 qui vise à déterminer les responsables qui prendront des précautions pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, les principes et les procédures pour la régulation de la sécurité d'approvisionnement, et à clarifier la période de suivi et d'évaluation. En plus, en vue de créer un mécanisme de la prise de décisions effectives et rapides dans le cadre de l'assurance de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, le projet de loi détermine, d'une manière précise, les responsabilités des opérateurs, et les principes et les procédures de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.<sup>1209</sup>

Selon ce nouvel article 12/A prévu par le projet de loi, le ministère de l'énergie est responsable des précautions à prendre concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Le ministère organise les procédures et les principes à ce propos par le biais des règlements. Tous les personnes morales qui sont titulaires des licences pour exercer les activités du marché gazier, sont chargées de respecter aux précautions sur la sécurité d'approvisionnement déterminées par le ministère de l'énergie, de contribuer aux processus et de donner les informations et documentations nécessaires dans les délais déterminés.

Le ministère prépare un rapport annuel sur la sécurité d'approvisionnement du gaz naturel qui inclue les propositions de solutions aux problèmes, d'autres déterminations concernant la sécurité d'approvisionnement et les besoins d'investissement pour assurer la capacité de stockage nécessaire contre les risques d'approvisionnement en gaz naturel, les

---

<sup>1209</sup> « La restructuration du secteur gazier en Turquie », (« Türkiye'de Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması : Sekiz Yıllık Deneyimin Arz Güvenliği ve Rekabet Politikası Perspektifinden Değerlendirilmesi »), TEPAV, mayıs 2009, p. 181.

besoins en nouveaux investissements dans les réseaux de transport, les évaluations sur le fonctionnement et du développement du marché gazier turc.

L'opérateur de réseaux nationaux doit prendre des précautions concernant l'équilibrage des réseaux. En outre, les entreprises de distribution, les opérateurs des terminaux de GNL, les entreprises de stockage, d'autres entreprises de transport doivent respecter les instructions en ce qui concerne le fonctionnement des réseaux et la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, à donner par l'opérateur des réseaux de transport.

## **2. L'opération du marché gazier naturel « EPIAŞ »**

Le nouvel article 12/B à insérer dans la loi n° 4646 prévoit que la Société anonyme de l'opération des marchés énergétiques (« EPIAŞ »)<sup>1210</sup> ou la Société anonyme de la bourse d'Istanbul<sup>1211</sup> sont responsables du fonctionnement des marchés gaziers organisés et des transactions de conciliation financière.

Dans ce contexte, après avoir pris l'avis du ministère de l'énergie et du Conseil du marché de l'investissement en capital, EPDK prépare les règlements pour organiser les principes, droits, obligations concernant les activités du marché gazier.

## **B. Les modifications temporaires à apporter à la loi n° 4646**

### **1. La nouvelle version de l'article temporaire 2 de la loi n° 4646**

L'article 12 du projet de loi 2014 prévoit de modifier l'article temporaire 2 de la loi n° 4646. Selon cette nouvelle disposition, excepté l'activité de distribution, la personnalité morale intégrée verticalement de BOTAŞ ne peut continuer que dans un délai d'un an à partir de l'entrée en vigueur de ce nouvel article. À la fin de cette durée, BOTAŞ sera restructuré en trois personnalités juridiques séparées selon les dispositions du décret n° 233 pour exercer les activités de transport et de stockage du gaz naturel et opérer les installations de GNL. L'entité qui exerce les activités excepté le transport, le stockage et l'opération des installations de GNL, représente BOTAŞ.

L'interdiction de conclure des nouveaux contrats d'achat par BOTAŞ est conservée. Par contre, le Conseil des ministres peut décider de conclure les contrats d'achat pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du pays. À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 BOTAŞ

---

<sup>1210</sup> Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi.

<sup>1211</sup> Borsa İstanbul Anonim Şirketi <http://www.borsaistanbul.com/>.

ne peut pas conclure des contrats de gaz naturel sauf ceux qui existent déjà, et peut renouveler les contrats qui sont expirés. Les contrats de vente pour les abonnées des entreprises de distribution et l'approvisionnement de ressources finales sont exclus du cadre de l'application de cette disposition.

L'article temporaire 7 à insérer dans la loi n° 4646 du projet de loi prévoit l'expiration des licences de stockage du gaz naturel dans un délai de six mois à partir de l'entrée en vigueur de la nouvelle loi 2014, et par la suite, pour continuer à exercer cette activité selon l'article 4 de la loi n° 4646 la licence de vente de GNL ou GNC est délivrée.

L'article temporaire 8 à insérer dans la loi n° 4646 du projet de loi prévoit 85 % des réductions sur les prix de l'utilisation, du permis, du droit de passage pour une période de dix ans à partir de la date de l'issue des permis délivrés aux installations de stockage et des terminaux de GNL jusqu'au 31 décembre 2015. Le Conseil des ministres peut prolonger cette durée jusqu'à cinq ans.

## **2. Les autres articles temporaires à insérer dans la loi n° 4646**

L'article temporaire 11 du projet de loi prévoit la procédure de la privatisation d'İGDAŞ. Dans le cas où la municipalité d'Istanbul le demande, la société anonyme Istanbul de transport et de commerce de gaz (« İGDAŞ »)<sup>1212</sup>, la présidence des affaires de privatisation privatise İGDAŞ selon la loi n° 4046 sur les applications de la privatisation. La présidence des affaires de privatisation détermine les méthodes, les procédures, les délais, les taux de la privatisation des actions de la société.

Pour attirer l'investissement du secteur privé dans l'activité de transport, l'article 4 (c) (7) prévoit que les propriétés et les droits de l'opération des réseaux de transport à construire appartiendront aux entreprises qui les construisent. Selon l'article 4 (c) (8), BOTAŞ est chargé d'assurer l'interconnexion et la coordination des réseaux de transport dans le pays et de prendre des précautions nécessaires pour le bon fonctionnement des réseaux. Il dirige les travaux d'interconnexion sur la décision du ministère de l'énergie, évite les déséquilibres dans les marchés de l'équilibrage et de la conciliation. Il donne également à EPIAŞ les informations nécessaires pour les affaires de conciliation financières.

---

<sup>1212</sup> İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi.

Par la modification de l'article 4 (g) (5), la restriction du nombre des licences des entreprises de distribution a été enlevée et les zones de distribution seront unies sous une seule licence. L'article 4 (g) (6) prévoit la séparation des comptabilités des activités de distribution et de vente en détail.

## CONCLUSION

En conclusion, il existe plusieurs tentatives législatives pour la libéralisation complète du marché gazier turc. Les changements à apporter par la nouvelle loi ont pour but de faciliter le bon fonctionnement des activités du marché gazier, d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et de construire la concurrence dans le marché gazier turc en mettant fin à la structure verticalement intégrée de BOTAŞ. Dans la restriction de la part de marché des entreprises gazières, le contrôle doit être assuré comme fait par la loi sur le marché électrique turc. C'est ainsi que les personnes physiques ne pourraient pas créer plus d'une entreprise gazière.

Pour éviter les risques d'abus de la position de monopole vis-à-vis des nouveaux acteurs<sup>1213</sup> du marché gazier turc et de la restriction de la concurrence, le contrôle des réseaux de transport doit être assumé par un opérateur indépendant des réseaux qu'il est interdit d'exercer d'autres activités que transport. L'activité de transport peut être exercée soit par BOTAŞ ayant des expériences à ce sujet, ou bien le secteur privé.

Les dispositions sur les conditions techniques et économiques pour la qualification de l'obtention des licences de stockage devront être clarifiées par la nouvelle loi. Les prix de vente en gros doivent être régulés jusqu'à ce que BOTAŞ sorte complètement du marché gazier ou que sa part de marché diminue à un certain niveau. En plus, les entreprises de distribution doivent négocier librement avec les clients éligibles pour qu'elles puissent rivaliser avec les entreprises de vente en gros.

Dans le cadre du projet de loi, la séparation juridique des activités des entreprises gazières doit être également insérée dans la loi n° 4646. En plus, l'obligation du service public connue comme un droit par les directives européennes doit être également insérée dans la loi. À propos de la sécurité d'approvisionnement, comme prévu par le troisième paquet énergie, la loi n° 4646 doit réguler clairement les obligations et responsabilités des acteurs du marché

---

1213 GEDİKOĞLU Hamza, « Le patron de E.On Energie a exprimé sa confiance dans l'économie turque », <http://www.aa.com.tr/fr/economie/327699--e-on-energie-vise-le-marche-du-gaz-en-turquie-via-enerjisa> publié le 13 mai 2014 (consulté le 17 novembre 2014).

gazier, et les capacités de stockage du gaz naturel doivent être augmentées. Dans le domaine du droit nucléaire et des énergies renouvelables, la Turquie a besoin de progrès non seulement technologiques mais aussi législatifs.

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Suite à l'analyse des directives et règlements de l'Union européenne et les législations en matière d'énergie en France et en Turquie, nous constatons que la France et la Turquie ont fait des efforts importants pour libéraliser leur marché énergétique non seulement dans le secteur électrique, mais aussi dans le secteur gazier depuis la fin des années 1990. Par contre, les systèmes énergétiques de ces deux pays sont toujours confrontés à la nécessité plus pressante d'assurer à tous les citoyens la disponibilité d'une énergie durable, abordable et compétitive.

La France et, notamment la Turquie sont dépendantes au niveau de leur nombre limité de sources d'approvisionnement dans le secteur énergétique - plus précisément dans le secteur gazier. Les crises politiques entre les pays importateurs et exportateurs du gaz rendent les pays vulnérables aux ruptures d'approvisionnement. Par exemple, actuellement en décembre 2015 l'impact de la crise syrienne sur les relations turco-russes cause des préoccupations au niveau de la coopération gazier et nucléaire entre les deux pays.

Aujourd'hui il est bien clair que les démarches législatives, administratives et sectorielles sont toujours en progress afin d'arriver à un marché intérieur et purement libéralisé de l'énergie au niveau européen.

Le concept de l'Union de l'Énergie et Climat pour rendre l'énergie plus sûre, abordable et durable a été accepté pour tous les États membres et candidats à l'Union européenne. Les domaines d'action de la stratégie européenne pour l'Union de l'énergie comprennent 5 volets étroitement liés et qui se renforcent mutuellement: sécurité de l'approvisionnement, un marché intérieur de l'énergie totalement intégré, efficacité énergétique, réduction des émissions, recherche et innovation.

La diversification des sources d'énergie de l'Europe et utiliser plus efficacement l'énergie produite dans l'Union européenne est primordial. L'objectif d'aborder à un marché intérieur de l'énergie totalement intégré par de nouvelles interconnexions qui permettront à l'énergie de circuler librement dans l'Union européenne sans aucune barrière technique et réglementaire. Pour ce faire, les fournisseurs d'énergie pourront entrer librement en concurrence et proposer les meilleurs tarifs pour les consommateurs.

Lorsque la France et la Turquie travaillent sur la libéralisation de leurs marchés énergétiques, elles doivent également considérer consommer moins d'énergie afin de réduire la pollution et de préserver les sources d'énergie domestiques. C'est ainsi qu'elles diminueront leurs importations d'énergie des autres pays.

Comme l'énergie et le climat se fonctionnent ensemble, il est indispensable de renouveler le système européen d'échange de quotas d'émission, plaider en faveur d'un accord mondial sur le changement climatique à Paris (« COP 21 ») en décembre 2015, et d'encourager les investissements privés dans de nouvelles infrastructures et technologies en soutenant les avancés dans les technologies à faible intensité de carbone en coordonnant la recherche et contribuer au financement de projets en partenariat avec le secteur privé. Pour y arriver, il est indispensable de prendre de nouvelles mesures ou de renforcer les mesures existantes pour relever avec efficacité les défis qui nous attendent en France et en Turquie.

D'après moi la stratégie cadre pour l'Union de l'énergie expose une vision de l'avenir et intègre une série de domaines d'action en une stratégie cohérente unique. Dans une telle union, non seulement les États membres mais aussi les candidats à l'Union européenne doivent être bien actives et intégrées dans l'implémentation des stratégies énergétiques. Les communications parmi les États doivent être plus fréquentes et transparents surtout en matière des accords intergouvernementaux pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et intégrer la diversité des sources d'énergie renouvelables. Enfin, il existe encore du progrès à faire en matière de la libéralisation des marchés énergétiques en France et en Turquie.



## BIBLIOGRAPHIE

### I - Ouvrages

ARDIYOK Ş. “ Regülasyon Teorisi Işığında Elektrik Piyasası İçin Model Önerisi ” (Proposition de modèle pour le marché de l’électricité à la lumière de la théorie de régulation), dans ASLAN Y. , Enerji Hukuku (droit d’énergie), Bursa, 2007, Ekin, p.190.

ARDIYOK Ş. - TEPE B. « Devlete yeni rol : Regülasyon» (« Le nouvel rôle de l’État: Régulation »), AİD, mars 2004, tome 37, n 1, p 105.

AYANOĞLU Taner, « Düzenleyici ve Denetleyici Kurumların Düzenleme Yetkisi ve TAPDK Örneği » (« Le Pouvoir de Régulation des Institutions de Régulation et de Contrôle »), İHFM, tome 65, 2007, p. 39 - 84.

ASLAN İ. Yılmaz, Enerji Hukuku (“ Le Droit de l’Énergie ”), Ekin, Bursa, 2009, p. 463.

ANGELIER Jean-Pierre, L’économie des industries de réseau, Presses Universitaires de Grenoble, 2007, p. 124.

ARTUS Patrick, D’AUTUME Antoine, CHALMIN Phillipe, CHEVALIER Jean-Marie, Les effets d’un prix du pétrole élevé et volatil, Conseil d’Analyse Économique, La Documentation Française, septembre 2010, p. 255, disponible sur <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/104000475/0000.pdf> (consulté le 30 décembre 2014).

BELTRAN Alain, PICARD Jean-François et BUNGENER Martine, « Histoires de l’E.D.F. : Comment se sont prises les décisions de 1946 à nos jours », Paris, Dunod, 1985.

BELTRAN Alain et J.-P. WILLIOT, « Le noir et le bleu, 40 ans d’histoire de Gaz de France », BELFOND Pierre, 1993.

BLOCK Guy, BOURMORCK Amandine, BOUTE Anatole, et al., « Le nouveau marché de l’énergie », Guide juridique à l’usage des distributeurs et des consommateurs, Affaires - Droit, Anthemis, Louvain - la - Neuve, Belgique, p. 468.

BOUNEAU Christophe, DERDEVET Michel, PERCEBOIS Jacques, « Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle », mai 2007, ERCOM Timée-Éditions, p. 173. p. 86.

BRUNEAU P., « Le contrôle du Parlement sur la gestion des entreprises publiques », RD publ. 1975, p. 1199.

BENSOUSSAN Alain, MARTIN, Sylvain, POTTIER Isabelle, « L’électricité et le droit », Lavoisier, 2001.

BLANC David, L’Europe de l’énergie, Les notices de l’Union européenne 2004, sous la direction de Louis Dubouis, la Documentation Française, 2004, p. 178 - 183.

CAMERON P., Legal Aspects of EU energy regulation implementing the new directives on electricity and gas across Europe, Oxford University Press. 2006.

CARON F., CARDON F., « Histoire de l’électricité en France », t.1 (1881-1918), Fayard, 1991; S. DEGLAIRE et E. BORDIER, « Électricité, service public », t.1 et 2, Paris, éd. Berger - Levrault, 1963.

CAMERON Peter Duncanson, Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union, p. 179.

- CHARBIT Nicolas, « Le droit de la concurrence et le secteur public », p. 354.
- CHARBIT Nicolas, « Le droit nouveau de l'énergie: la transposition des directives Electricité et Gaz en France », Recueil Dalloz, 2000, p. 463.
- CHEVALLIER J., « De quelques usages du concept de regulation », dans MIAILLE M. (dir.) , la regulation entre droit et politique, Actes du Colloque du Centre d'études et de recherches sur la theorie de l'Etat, les 1 et 2 octobre 1992, Universite de Montpellier I, Paris, 2005, L'Harmattan, Coll. Logiques juridiques, p.71.
- DUPIELLET G., « L'adaptation du principe de spécialité à l'évolution du secteur public », CJEG, décembre 1995, p. 430.
- DUNCANSON CAMERON Peter, « Competition in Energy Markets: Law and Regulation in the European Union », Oxford University Press, 2002, United States, p. 478, p. 166.
- ERKUT Celal, « Bağımsız İdari Otoriteler », (« Les Autorites Administratives Independantes »), Panel, p. 83.
- EREL Yeşim, « Elektrik Sektörünün Regülasyonu » (La Régulation du Marché de l'Électricité), Enerji, Piyasa ve Düzenleme, Tome 1, N° 2, 2010, p. 194 - 218.
- GOURLOY G., « Société d'intérêt collectif agricole », J. Cl. Rural, 1992.
- SABLIERE P., « Droit de l'Électricité, Textes et Commentaires », Dalloz, première édition, 2003, p. 1333.
- MIOCHE P., « Le Plan Monnet : genèse et élaboration (1941-1947) », Paris, Publications de la Sorbonne, 1987.
- Sous la direction de Christian STOFFAES, « Entre Monopole et Concurrence, la Régulation de l'énergie en perspective historique », P.A.U., 1994, p. 224.
- VEDEL G., « Le contrôle par les commissions parlementaires de la gestion des entreprises industrielles nationalisées et des sociétés d'économie mixte », Dr. Soc. 1955, p.137,
- LESCUYER G., « Les entreprises nationales et le Parlement », RD publ. 1960, p.1137.
- ULUSOY Ali, « Elektrik Dağıtım Özelleştirmelerine Hukuki Bakış », (Approche juridique aux privatisations de distribution d'électricité), Ankara, 2005, Elder.
- ULUSOY Ali, « Les Autorités Administratives Indépendantes », Ankara, 2003,
- YAYLA Yıldızhan, « İdare Hukuku » (« Droit Administratif »), İstanbul, 1990, p. 267 - 268.
- TANYELİOĞLU, 1993, p. 97.
- QUENNESSE, Jean-Louis, « Le gaz en Île-de-France: histoire du premier service public local / SIGEIF », Paris, 2006.
- MICHEL Chatelus, « Géopolitique des hydrocarbures: enjeux du transit », in Bazin, Kancal, Thobie, Tekelioğlu, « Méditerranée et mer noire entre mondialisation et régionalisation », Varia Turcica, L'Harmattan, 2000, p. 136.
- ROGGENKAMP Martha M. (Ed.): Energy Law in Europe: National, EU and International Law and Institutions, Oxford, 2001, p. 977.
- GÜNDAY Metin, İdare Hukuku (Droit administratif), Ankara, 2003.

LUCAS DE LEYSSAC V. et G. PARLÉANI, Droit du marché, p. 631

Le conseiller d'État, RFDA 2011, « La nouvelle organisation du marché de l'électricité: La loi n° 2010 - 1488 du 7 décembre 2010 », p. 311.

ROLAND Peylet, « Le Code de l'Énergie », RFDA 2011, p. 905.

WAKTARE Eleonora, « La libéralisation des secteur de l'électricité et du gaz dan une perspective européenne », p. 31, Le nouveau marché de l'énergie, Guide juridique à l'usage des distributeurs et des consommateurs, Affaires + Droit, Anthemis, 2007, Louvain-la-Neuve, p. 468.

WORMSER V.S., “ La structure du marché gazier et la transposition de la directive Gaz en France ”, JCP éd. E, 17 février 2000.

JONES Christopher W., EU Energy Law, Volume 1, The Internal Energy Market, Claeys - Casteels, p. 460. p. 51.

GÖKDEMİR Bülent, « La Resturcturation du Secteur du Gaz Naturel en Turquie », (« Türkiye'de Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması: Sekiz yıllık deneyimin arz güvenliği ve rekabet politikası perspektifinden değerlendirilmesi »), Tepav (Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı), mai 2009, n° 43, 1. édition, Ankara, Turquie, p. 159.

FURFARI Samuelle, Le Monde et l'Énergie Enjeux Géopolitiques, p. 75.

CHEVALIER Jean-Marie, RAPIN David, Les réformes des industriels électrique et gazière en Europe, Paris, Institut de l'entreprise, juillet 2004, p. 89.

HENRY C., COHEN E., Service public, secteur public, rapport du CAE, La Documentation Française, 1997.

CHATELUS Miche, Géopolitique des Hydrocarbures : Enjeux du Transit, in Bazin, Kancal, Thobie, Tekelioğlu, Méditerranée et mer noire entre mondialisation et régionalisation, Varia Turcica, L'Harmattan, 2000.

COIN Rémy, « La régulation du secteur de l'énergie en France à l'heure de l'ouverture totale du marché », p. 651, « Annales de la Régulation », volume 2, 2009, sous la direction de Thierry REVET et Laurent VIDAL, IRJS Éditions, Bibliothèque de l'Institut de Recherche Juridique, p. 669.

NIES Suzanne, Oil and gas delivery to Europe : an overview of existing and planned infrastructures, Paris, IFRI, 2008, p. 150.

KÖSTEKÇİ Yaşar, Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Elektrik Enerjisi Piyasası (« La Consommation de l'Énergie Électrique et le Marché de l'Énergie Électrique », Vedat Kitapçılık, İstanbul, 2006, p. 330 - 420.

ROGGENKAMP M., EU Energy Law in Europe, Oxford University, Press, 2<sup>nd</sup> éd. 2007, pp. 260 -262.

TALUS K., Long-term gas agreements and security of supply : between law and politics in ELR. 32/2007, pp. 535 - 548.

JONES Christoper W., EU Energy Law. Volume II – EU Competition Law and Energy Markets, deuxième édition, Claeys - Castels, 2007. p. 946.

ROGGENKAMP. M., HAMMER M., European Energy Law, Report III, Volume III. Antwerp. Ed. Oxford, 2008.

NICINSKI Sophie, Droit public des affaires, 2ème édition, Domat, droit public des affaires, p. 194.

TERZIAN Pierre, Le Gaz Naturel, Perspectives pour 2010-2020, ECONOMICA, Commissariat Général du Plan, 1998.

FRISON-ROCHE Marie-Anne, « Responsabilité et régulations économiques », Presses de Sciences Po, Dalloz, Droit et économie de la régulation thèmes commentaires, volume 5, 2007, p. 194.

GLACHANT Jean-Michel, « La crise californienne, accident fortuit ou première défaillance du système de régulation des réformes concurrentielles de l'électricité ? », p. 29 – 42.

FRISON - ROCHE Marie-Anne, « Les risques de régulation », Presses de Sciences Po et Dalloz, Thèmes et Commentaires, Droit et économie de la régulation, Volume 3, 2005, p. 334.

GUÉNAIRE Michel, « L'expérience du règlement des différends devant la Commission de Régulation de l'Énergie », p. 191 - 196, FRISON - ROCHE Marie-Anne, « Les risques de régulation », Presses de Sciences Po et Dalloz, Thèmes et Commentaires, Droit et économie de la régulation, Volume 3, 2005, p. 334.

« La loi du 10 février 2000 sur l'électricité, entre concurrence et service public », « Annales de la Régulation », volume 2, 2009, sous la direction de Thierry REVET et Laurent VIDAL, IRJS Éditions, Bibliothèque de l'Institut de Recherche Juridique, AJDA, 20 mars 2000, p. 239.

SABLIÈRE Pierre, « Droit de l'énergie », Dalloz Action 2014 - 2015, novembre 2013, p. 2858.

GLACHANT Jean-Miche, FINON Dominique, « Introducing competition in the French electricity supply industry : erosion of the public hierarchy by the European institutional integration », ELGAR Edward, Competition in European Electricity Markets, A Cross-Country Comparison, UK, 2003, p. 257 - 284.

LAPORTE Christian Gonzalez, « Genèse et développement des régulateurs sectoriels français, Électricité et Télécoms en rétrospective ».

GUÉNAIRE M., Code de l'énergie commenté, LexisNexis, février 2013, 2229 p.

I. Eklund et M. A. Frison - Roche, l'idée de service public est-elle encore soutenable?, Puf, 1999, 261 p., Service public et lien social, L'Harmattan, 1999, p. 425.

QUENNESSEN J. - L., Le gaz en Ile-de-France : histoire du premier service public local, Sigeif, 2006, p. 262.

SABLIÈRE Pierre, « La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz », CJEG, hors-série, février 1993.

TIMSIT M., « La spécialité des entreprises publiques », Paris, Études de droit public, 1964, p. 477.

WILLIOT J.-P., Naissance d'un service public, le gaz à Paris, 1999, p. 779.

## **II – Codes, commentaires de traités, dictionnaires, encyclopédies, jurisclasseurs et recueil de textes**

La directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

La directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

La directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

La directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

La directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

La directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

Le règlement n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

Le règlement n° 1775/2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

Le règlement n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

### **III – Colloques, congrès, journées d'études**

ÖNER Başak, "Les Politiques Énergétiques de l'Union Européenne, Le Complètement du Marché Intérieur, Le Troisième Paquet Énergétique", ("Avrupa Birliği Enerji Politikaları, İç Pazarın Tamamlanması, Üçüncü Enerji Paketi"), ICCI, 2008, Le Livre des Communiqués (Bildiriler Kitabı), 14. Uluslararası Enerji ve Çevre Teknoloji Sistemleri Fuar ve Konferansı, s. 47.

ÜNAL Hızır Hakan, « Türkiye Doğal Gaz Piyasasında Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar ile Doğal Gaz İletim Ve Sevkiyat Kontrol Tarifelerine İlişkin Değerlendirmeler » (« Les principes concernant le fonctionnement des réseaux de transport de BOTAS dans le marché gazier turc et les évaluation sur les tarifs de contrôle d'expédition »), présenté dans la 17ème Conférence Internationale de l'Énergie et de l'Environnement de l'ICCI à İstanbul, Turquie le 15 juin 2011, [http://www.dogalgaz.com.tr/yayin/161/turkiye-dogal-gaz-piyasasinda--botas-iletim-sebekesi-isleyis--duzenlemelerine-iliskin-esaslar--kisacasi-ile-dogal-gaz-iletim-ve-sevkiyat-kontrol-tarifelerine-iliskin-degerlendirmeler\\_3834.html#.VIV35mSG95U](http://www.dogalgaz.com.tr/yayin/161/turkiye-dogal-gaz-piyasasinda--botas-iletim-sebekesi-isleyis--duzenlemelerine-iliskin-esaslar--kisacasi-ile-dogal-gaz-iletim-ve-sevkiyat-kontrol-tarifelerine-iliskin-degerlendirmeler_3834.html#.VIV35mSG95U) (consulté le 8 décembre 2014).

ÖZEN Erinç, "L'accès des tiers aux réseaux de transport de BOTAS", (" Botaş İletim Şebekesine Üçüncü Taraf Erisimi"), Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 10. Enerji Kongresi 2007.

DÜLGER Gazi, « Le Projet de Stockage Souterrain du Lac de Tuz », (« Tuz Gölü Doğalgaz Yeraltı Depolama Projesi »), présenté le 25 avril 2013, 7. Taşınlar Forumu, disponible seulement en turc sur : <https://www.google.at/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=tuz%20g%C3%B6l%C3%BC%20do%C4%9Falgaz%20depolama%20projesi> (consulté le 16 décembre 2014).

KAYA CANER Bağdagül, « La Législation sur le Stockage du Gaz Naturel » (« Doğal Gaz Depolama Mevzuatı », EPDK, sera présenté les 25 - 28 mai 2015, VI. WFER, İstanbul, disponible seulement en turc: <http://www.tugs2014.org/sunum/gun1/1400-1530/2Bagdagul-kaya/DOGAL-GAZ-DEPOLAMA-MEVZUATI.pdf> (consulté le 16 décembre 2014).

PAILLARD Christophe - Alexandre, « Où en est la Turquie dans sa volonté de devenir un hub énergétique? », Observatoire de la Turquie et de son environnement géopolitique, 20 juin 2012, p. 37.

#### **IV-Thèses, Mémoires et Recherches**

BEATRIX M. A., « L'industrie électrique en France avant et après la nationalisation », Thèse pour le Doctorat en droit présentée et soutenue le 2 décembre 1948, Université de Paris, Faculté de Droit.

BENAZET Pierre, « L'autorité de l'État sur les entreprises publiques du secteur de l'énergie », Thèse pour le doctorat en droit soutenu en mai 1958, Université de Toulouse - Faculté de Droit, p. 221.

HUPPERT A., « Les relations entre deux entreprises jumelles: EDF et GDF », Mémoire DEA, Paris, 1999, p. 97.

KARAMUSTAFAOĞLU Mert, « Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi » (« La Série des Thèses de Spécialité de l'Institution de la Compétence »).

BÜLBÜL Mustafa Oğuzcan, « l'Industrie du Gaz Naturel », (en turc « Doğal Gaz Endüstrisi »), la série des thèses de spécialisation de l'Institut de Concurrence (« Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi »), 2007.

ŞANDIR Erengül, « Elektrik Piyasasında Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi : Türkiye Uygulaması » (« L'évolution des Projets d'Investissement dans le Secteur Électrique: Application en Turquie »), Gazi Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalı Finansman Bilim Dalı, Directeur de thèse Prof. Dr. Metin Kamil ERCAN, Ankara, 2007, 76-82.

HUNSCCKER Michel, « L'évolution des marchés français du gaz et de l'électricité », Mémoire en Stratégie et Économie, Biblio Broca, Paris, 2006, p. 36.

BRINGARD, « La Nationalisation de l'Électricité et du Gaz », Thèse d'Économie Politique présentée devant la Faculté de Droit de Paris, mars 1953.

BERNARD Jean-Yves, « Mémoire Écrite de l'Électricité et du Gaz », EDF - GDF Les archives des anciennes sociétés, TOME 1, Paris, 1990.

BRINGARD « La Nationalisation de l'Électricité et du Gaz », Thèse en économie politique présentée devant la faculté de droit de Paris, mars 1953.

AĞAROĞLU Behçet Orçun, « Les Principes et l'Analyse du Fonctionnement du Marché Gazier: Application de la Turquie », (« Doğal Gaz Piyasasının İşleyişi Esasları ve Analizi: Türkiye Uygulaması »), Thèse de Master, Directeur de Thèse Metin Kamil ERCAN, Université de Gazi, Institut des Sciences Sociales, Gestion, Financement, Ankara 2008, p. 240.

BAŞOĞLU M. , L'importation du gaz naturel importé pour la Turquie, («İthal Doğal Gazın Türkiye İçin Önemi»), 1999, Université de Çukurova, Institut des Sciences Thèse de Master, Adana, p. 8.

AĞAROĞLU Behçet Orçun, « Doğal gaz piyasasının işleyiş esasları ve analizi: Türkiye Uygulaması » (« L'analyse et les principes du fonctionnement du marché gazier: l'application en Turquie »), la thèse de master, le directeur de thèse Metin Kamil ERCAN, Gazi Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalı, Finansman Bilim Dalı, Ankara 2008, p. 178.

SÉRON Magalie, Mémoire de 4ème année sous la direction d'Alexis Vahlas, Institut d'Etudes Politiques de Strasbourg, Université Robert Schuman, juin 2005, p. 131.

SANTIAGO JUNIOR Fernando Antonio, La Régulation du Secteur Électrique en France et au Brésil, Thèse de doctorat en droit soutenu le 16 novembre 2007, Université de Paris 1 Panthéon – Sorbonne, École Doctorale de Droit Public et Droit Fiscal, p. 432.

BÜLBÜL Mustafa Oğuzcan, Türk Doğal Gaz Piyasası (“ Le marché gazier turc ”), Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi (“ Thèse en expertise de l’Autorité de la concurrence ”).

ARIK Elvan, « Politiques Énergétiques et Accès Aux Services Urbains en Réseau à İstanbul : Une Ambition Métropolitaine au Détriment de l’Intérêt Général », Mémoire du Master 1 en Urbanisme et Aménagement, Institut d’Urbanisme de Lyon », 6 décembre 2011, p. 21.

YARDIMCI Okan, Petrol Fiyatlarının Doğal Gaz Fiyatları Üzerindeki Etkisi ve Türkiye İçin Öneriler (“ L’effet des prix de pétrole sur les prix de gaz naturel et les recommandations pour la Turquie ”), La thèse de spécification d’EPDK, 2010.

WINROW M. Gareth, « The Problems and Prospects for the « Fourth Corridor » : The Position and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, Oxford Institut for Energy Studies, June 2009, NG 30.

RZAYEVA Gulmira, « Natural Gas in the Turkish Domestic Energy Market : Policies and Challenges », OIES Paper NG 82, February 2014.

CHEMINEAU Sylvie, Rapport de stage, sous la direction de Prof. Dr. Jean Marcou, Institut Français d’Études Anatoliennes, IFEA, Observatoire de la Vie Politique Turque – OVIPO, İstanbul, août 2007, p. 20.

U.S. Energy Information Administration, Country Analysis Brief : Turkey, 17 April 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=tu> (consulté le 27 décembre 2014).

STERN P. Jonathan, « The Future of Russian Gas and Gazprom », Oxford University Press, 2005.

AKCOLLU F. Yeşim, “Major Challenges to the Liberalization of the Turkish Natural Gas Market”, Oxford Institute for Energy Studies, NG 16, November 2006, p. 51.

PERCEBOIS J., Ouverture à la concurrence et régulation des industriels de réseaux : le cas de l’électricité et du gaz, working paper CREDEN.

SKAGEN Ottar, Caspian Gas, Former Soviet South Project, The Royal Institute of International Affairs, Russia and Eurasia Programme, December 1997, p. 95.

PIRANI Simon, Central Asian and Caspian Gas Production and The Constraints on Export, The Oxford Institute for Energy Studies, NG 69, December 2012, p. 129.

WINROW M. Gareth, Problems and Prospects for The Four Corridor : The Positions and Role of Turkey in Gas Transit to Europe, NG 30, Oxford Institute for Energy Studies, June 2009, p. 31.

SCOTT Catriona, Turkey Balancing Politics and Gas, EUCERS Newsletter, European Centre for Energy Resource Security, Issue 21, February 2013, p. 4 - 6.

GRAULT Vincent, Structure de la Concurrence sur la Chaîne du Gaz Naturel: le Marché Européen, janvier 2005, Centre de Recherche en Économie et Droit de l’Énergie CREDEN, Montpellier, France, p. 21.

RODRIGUES Stéphane, La nouvelle régulation des services publics en Europe : énergie, postes, télécommunications et transports, Éditions Tec Doc, Londres, Paris, New York, janvier 1999, p. 694.

CAIN Michael J.G., IBRAHIMOV Rovshan, BILGIN Fevzi, Linking The Caspian to Europe : Repercussions of the Trans-Anatolian Pipeline, Rethink Paper 06, October 2012, Rethink Institute Washington DC, p. 22.

LOMBARDO Marco, Les principes généraux de la politique énergétique européenne, Thèse en droit, Université de Strasbourg, 2010.

MARTIN Jean-Marie, « Marché Intérieur de l'Énergie et Politique Énergétique Communautaire », « Économie et Politique de l'Énergie », Armand Colin, Cursus, Paris, 1992, p. 141 - 156.

Belkhou, l'impact du progrès technique sur l'évolution du concept de service public, Montpellier 1, thèse, 2007, p. 368.

GONDALIER de Tugny, Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, Paris, thèse, 1954, p. 207.

#### **IV – Chroniques et articles**

P. Lombart, “ Le service public, au coeur du secteur de l'énergie”, RJEP mars 2011.1, P. Bauby, “La notion d'intérêt général dans le domaine de l'énergie”, Rev. de l'énergie 2008, n° 583, p. 161.

CHALTIEL F., « Les apports du traité de Lisbonne au service public », AJDA 2008.

PEYLET R., « Le Code de l'énergie », RFDA 2011.

LATULLAIE F., « L'obligation d'achat et l'électricité éolienne, une aide d'État ? », Dr. Envir. 2012, n° 203, p. 242

VIROLEIE J., « Le cahier des charges type pour les distributions publiques d'énergie électrique concédées à EDF », AJDA, 1961, p. 397.

« La convention du 15 décembre 1951 entre EDF et GDF et la réorganisation de services centraux de Gaz de France », CJEG 1952, inf. p.359.

VEDEL Georges, « À propos de création d'activités commerciales d'EDF et de GDF: réflexions sur l'application de l'article 46 de la loi du 8 avril 1946 et sur quelques solutions jurisprudentielles », CJEG nov.1955

LESCUYER G., « Le contrat de programme d'EDF », CJEG avril 1971, p. 31,

Krieger, « L'autonomie nouvelle d'EDF en vertu du contrat de programme », Rev. adm. 1971, p.648, « Le contrat de programme d'EDF », AJDA 1971, I, p.219 - « Le contrat de programme entre l'État et EDF », RFE 1971, n° 228, p.133,

Bordmann, « Les contrats de programme. L'exemple d'EDF », Économie et politique 1975, n° 246

BERGOGNOUX J. et RIVIER J., « La planification à EDF et le contrat de plan État - EDF », CJEG avril 1985, p.111 et mai 1985, p.61,

JOURDON L., « Le contrat de plan entre l'État et EDF 1993 - 1996 », CJEG juillet-août 1993, p.347.

DEBAILLEUL Y., « Le contrat d'entrepris État - EDF 1997 - 2000 : une ambition partagée », CJEG juillet - août 1997, p. 249



BATAIL J., « Les contrats d'entreprise conclu entre l'État, EDF et GDF : ce qui va changer pour les clients », Revue d'énergie n° 494, janvier 1998, p. 5.

DERDEVET M., Veyrenc T. (2008), « Europe - Etats-Unis : des divergences électriques assumées ? Une perspective sur le fonctionnement et la régulation des marchés électriques de part et d'autre de l'Atlantique », in La Revue de l'Énergie, 1<sup>er</sup> semestre 2008.

GLACHANT J. - M., FINON D., Competition in European Electricity Markets : A Cross Country Comparison, Edward Elgar, 2003.

JOSKOW P. « Introducing competition into regulated network industries », in Industrial and Corporate Change, Vol.5, n° 2, p. 341 - 382.

PERCEBOIS J., « Electricity liberalization in the European Union : balancing benefits and risks », The Energy Journal, vol. 29.

CARRON A., « La production autonome d'électricité et le droit », CJEG, n° 263, décembre 1972, chronique pp. 489 - 494.

CHAUDOUARD Louis, MARLE François, « Le régime juridique de l'industrie du gaz depuis 1946 », C.J.E.G. 1974, p. 46.

« La vente internationale de gaz (aspects juridiques) », Revue de l'énergie, 1974 p. 364 et s.  
AUTEUR ?

HELPER Paul, « Les premières années d'Électricité de France et de Gaz de France, Les services comptables et financiers », Bulletin d'histoire de l'électricité, numéro spécial, 1987.

RAMADIR Paul, « Rapport fait au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle sur le projet de loi relatif au monopole et à la nationalisation de l'électricité et du gaz », Assemblée Nationale Constituante, C.J.E.G. Hors série, p. 647.

AUBY Jean Marie, « La Notion de concession et les rapports des collectivités locales et des établissements publics de l'électricité et du gaz dans la loi du 8 avril 1946 », C.J.E.G., octobre et novembre 1949, n° 7 et 8 chapitre.

LOMBART Patrice, « Le monopole de la distribution publique du gaz », CJEG, juillet - août 1990, p. 249 - 260.

DEVES C., Observations sous TA Grenoble -12 février 1986 - préfet du département de l'Isère et autres c. /Ville de Grenoble - JCP - Ed. E. 1987 II - 14.923.

YARDIMCI Okan, « Le Marché du Gaz Naturel en Turquie : 25 ans passés, 25 ans à venir », (« Türkiye Doğal Gaz Piyasası : Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl », La Revue des Sciences Économiques (« Ekonomi Bilimleri Dergisi », Volume 3, No: 2, 2011, ISSN 1309 - 8020, p. 157 -166, disponible sur: [http://www.sobiad.org/eJOURNALS/dergi\\_EBD/arsiv/2011\\_2/okan\\_yardimci.pdf](http://www.sobiad.org/eJOURNALS/dergi_EBD/arsiv/2011_2/okan_yardimci.pdf) (consulté le 12 janvier 2012).

GÖKDEMİR Bülent, « Türkiye'de Doğalgaz Sektörünün Yeniden Yapılandırılması », (« La Reconstruction du Secteur du Gaz Naturel en Turquie »), TEPAV, 2009, Ankara, p. 172.

BLUMANT Claude, « Énergie et Communautés européennes, RTDE », n° 4, octobre - décembre, 1984, p. 571.

HAMON Francis, « Le marché intérieur de l'énergie: les directives électricités et gaz naturel », AJDA, n° 11, 10 novembre 1998, p. 851.

Cahiers Juridiques de l'électricité et du gaz, Paris, n° 498 - avril 1994, p. 167.

ŞAHİN YERSU Selen, « La relation entre l'Autorité de Concurrence dans le Secteur Énergie Turc et l'Autorité de Régulation Sectorielle », (« Türk Enerji Sektöründe Rekabet Kurumu ile Sektörel Düzenleyici Kurum Arasındaki İlişki »), La Revue de la Concurrence, octobre 2010, tome 11, p. 13 - 15.

COLLIN N. - SISTERON, « La crise de l'électricité en Californie », Revue de l'énergie, n° 526, mai 2005  
LOMBARD Martine, « Brèves remarques sur la responsabilité morale des institutions de régulation », RJEP/CJEG n° 619 avril 2005, p. 127. F 001.

SABLIÈRE Pierre, AJDA, Actualité Législative, 18 juillet 2011, p. 1427 - 1431.

ROCHE Catherine, « Le code de l'énergie a été adopté », Revue de l'Énergie, n° 601, mai-juin 2011 p. 176 - 177.

MATOR B., RIBOT O., « Le marché français du gaz à l'heure de la concurrence », Petites affiches, 22 novembre 1999, n° 232, p. 13.

ÖZEN Erdinç, « Turkey's natural gas market expectations and developments 2012 », avril 2012, Deloitte.

YARDIMCI Okan, Türkiye Doğal Gaz Piyasası : Geçmiş 25 Yıl, Gelecek 25 Yıl, Ekonomi Bilimleri Dergisi, Cilt :3, No : 2, 2011, ISSN :1309 - 8020, 157 - 166.

SUCHLOV Maxim, La Russie prévoit un nouveau projet de pipeline en Turquie. "Russia's South Stream move empowers Turkey". <http://www.al-monitor.com/pulse/originals/2014/12/russia-turkey-pipeline.html> publié le 24 décembre 2014 (consulté le 25 décembre 2014).

KORSUNSKAYA Darya, « Putin drops South Stream gas pipeline to EU, courts Turkey » publié le 1 décembre 2014 disponible sur : <http://www.reuters.com/article/2014/12/01/us-russia-gas-gazprom-pipeline-idUSKCN0JF30A20141201> (consulté le 2 décembre 2014).

L'étude sur le gaz naturel en Turquie réalisé début 2013 sous la responsabilité de l'Ambassade de France en Turquie, p. 5.

COHEN Saul B., « The Geopolitics of Turkey's Accession to the European Union », Eurasian Geography and Economics, 2004, 45, No. 8, pp. 575 -582.

ROBERTS John, « The Turkish Gate : Energy Transit and Security Issues », EU-Turkey Working Papers, Joint Project of Centre for European Policy Studies, Brussels and Foreign Policy Forum, İstanbul, 2004.

ALBERS M., Energy Liberalization and EC Competition Law, Fordham 28th Annual Conference of Antitrust Law and Policy, 2 October 2001, Commissions Guidelines on Vertical Restraints, OJ C 29/1, 13.10.2000.

SABLIÈRE Pierre, La réglementation du prix de l'électricité, Chronique, C.J.E.G. octobre 1988, 349 -372.

BERGOUGNOUX J. et RIVIER J. « La planification à l'Électricité de France et le contrat de plan entre l'État et EDF », C.J.E.G. 1985 doct. p. 111.

BAZEX Michel, « Contrats de plan entre l'État et les entreprises publiques », A.J.D.A. 1984 p. 68.

- BERNARD Pierre, La Tarification de l'Électricité : Acquis et Modalités Nouvelles, C.J.E.G. juillet 1984, p. 251 - 258.
- SABLIÈRE Pierre, Les Établissements Publics Industriels et Commerciaux Doivent-Ils Être Propriétaires d'Un Domaine Public ? C.J.E.G. juillet 1984, p. 258 - 269.
- Fitoussi Jean-Paul, EDF le marché et l'Europe, l'avenir d'un service public, Fayard, 2003, p. 181.
- DUPIELLET Gérard, L'adaptation du principe de spécialité à l'évolution du secteur public, C.J.E.G. décembre 1985, p. 429 - 439.
- BERGOUIGNOUX Jean, VAROQUAUX William, Caractéristiques du service public de l'électricité, C.J.E.G. octobre 1987, 812- 819.
- Le nouveau modèle de cahier des charges pour la concession à Électricité de France de la distribution publique d'électricité, C.J.E.G. janvier 1993, p. 1 - 10.
- MULLER Martine, La nationalisation de 1946 : un exemple régional, Bulletin d'histoire de l'électricité, décembre 1987.
- SCHEURER Fernand, Histoire des centrales thermiques, Bulletin d'histoire de l'électricité, décembre 1987.
- SABLIÈRE Pierre, Le nouveau cahier des charges type de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, C.J.E.G. mars 1995, p. 87 - 99.
- RICHER Laurent, L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé, CJEG n° 583, janvier 2002, p. 26 - 42
- COIN Rémy, Commentaire législatif, les instances de régulation dans la loi du 10 février 2000, CJEG n° 572 janvier 2001, p. 6 - 20.
- MARCOU Gérard, L'exigence constitutionnelle de transposition des directives et les tarifs réglementés de l'électricité et du gaz, AJDA, 2007, p. 473.
- THIET Jean-Paul Tran, THOUVENIN Vincent, MOUY Nadine, BARTHÉLÉMY Christophe, "Coûts incrémentaux" : Retour sur les avantages concurrentiels du secteur public, mai 2005, Revue Concurrences n° 2 - 2005, Art. n° 1476, p. 10 - 19.
- FINON Dominique, « l'Échec Économique du Projet Nabucco, Leçons pour la Politique Gazière Étrangère de l'Union Européenne », Revue de l'Énergie, n° 598, Novembre-décembre 2010, p. 370 - 381.
- BEZEN BALAMİR Coşkun, CARLSON Richard , « New Energy Geopolitics : Why does Turkey Matter? », 205 - 219.
- BARYSCH Katinka, « Turkey's role in European Energy Security », Centre for European Reform, London, September 2007, p. 1 - 8.
- SOULEIMANOV Emil, KRAUS Josef, Turkey : An Important East-West Energy Hub », Middle East Policy, Vol. XIX, n° 2, 2012.
- HINÇ Agah, Elektrik Piyasasında Veri Paylaşımı (« La partage des données dans le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 35 - 39.

ŞANLI Barış , Elektrik Piyasası : Nasıl bir değişim ? (« Le marché électrique : comment changer ? »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 6 - 17.

SERPEN Alpaslan, Türkiye Elektrik Sektöründe Serbest Piyasa Oluşumu İçin Tarife Politikaları (« La politique de la tarification pour la libéralisation du secteur du marché électrique de la Turquie »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 28 - 34.

DAŞTAN Deniz, On Yıllık Tecrübenin Ardından Yeni Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısında İletim ve Dağıtım Faaliyetleri (« Les activités de la distribution et du transport dans le projet de loi sur le nouveau marché électrique à la suite de l'expérience de dix ans »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 42 - 52.

DEMİR Muhammed, Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağının Üretim Faaliyeti Açısından Değerlendirilmesi (« L'évaluation de l'activité de la production d'électricité dans le projet de loi sur le marché électrique »), Enerji Piyasası Bülteni, n° 21, Enerji Uzmanları Derneği, Haziran 2012, Ankara, p. 66 - 69.

MATTHIEESN Henning, The Third Phase of European Electricity Liberalisation, Heading Towards Level Market Conditions with Effect From July 2004, Oil, Gas and Energy Law Intelligence (« OGEL »), Vol.1 – issue 4, Septembre 2003, p. 1 - 17.

SABLIERE Pierre, Un code en manque d'énergie, Actualité Législative, AJDA, 18 juillet 2011, p. 1427 - 1431.

PASTOR Jean-Marc, Nouvelle étape d'ouverture à la concurrence dans le secteur de l'électricité, AJDA, 2010, p. 762.

SIMM Marion, The interface between Energy, Environment and Competition Rules of the European Union, 2011, p. 23.

WALDE Thomas W., GUNST Andreas, International Energy Trade and Access to Energy Networks, Oil, Gas, Energy Law Intelligence OGEL, Vol. 4 - issue 2, August 2006, p. 35.

LARÈRE Séverine, Présentation des dispositions de la loi du 3 janvier 2003 relative à l'électricité, Chronique, CJEG n° 599, juin 2003, p. 323 - 329.

LEGALL Arnaud, Les aspects repressifs de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG n° 587 mai 2002, p. 287 - 294.

BARTHÉLEMY Christophe, Le principe de spécialité appliqué à Électricité de France libres propos sur l'article 44 de la loi du 10 février 2000, Chronique, CJEG, n° 591 october 2002, p. 507 - 532.

KAPENSCHIF Michael, La notion d'aide d'État, application au secteur de l'énergie, Chronique, CJEG n° 595, février 2003, p. 51 - 66.

BAH Mamadou, CHALMET Jean-Louis, Les relations du travail dans les industries électriques et gazières après la loi du 10 février 2000, CJEG n° 597, avril 2003, p. 225 - 232.

LOMBART Patrice, Le secteur du gaz entre liberté et contrôle, la loi du 3 janvier 2003, CJEG n° 598 mai 2003, p. 278 - 298.

BARTHÉLEMY Christophe, L'ouverture du marché de l'électricité et l'adaptation du service public, Chroniques, CJEG, juin 2000, p. 211 - 249.

CHARBIT Nicolas, Le droit nouveau de l'énergie : la transposition des directives Électricité et Gaz en France, Recueil Dalloz, 2000, p. 463.

BATAIL Jacques, Vers les nouvelles organisations électriques et gazières françaises, novembre 1999, p. 11 - 18.

CORRADINI Lucio, Communauté Européenne et Transformation du Marché de l'Énergie, Revue française de l'énergie, p. 409 - 412.

GOUNI Lucien, L'avenir énergétique français et européen, Revue française de l'énergie, p. 479 - 489.

Comment l'Europe fera-t-elle face à ses besoins d'énergie ?, Comité d'Étude des Producteurs de Charbon d'Europe Occidentale et le National Coal Board, Revue Française de l'Énergie, p. 385 - 398.

BRÉVILLE Anne, VIDAL Laurent, « Approche Générale Aspects Juridiques », Annales de la Régulation, Volume 1, Bibliothèque de l'Institut André Tunc, LGDJ, 2006, Quatrième partie : Applications : La Régulation des Réseaux Énergétiques, p. 243 - 269.

MERLIN André, La sûreté du réseau de transport d'électricité et l'ouverture des marchés, Revue de l'Énergie, n° 552, décembre 2003, 1 - 7.

FIQUET Alain, « L'interconnexion et les échanges d'énergie électrique en Europe », C.J.E.G. juillet - août 1988, p. 255 - 269.

GALMOT Yves, « Directives et règlements en droit communautaire », C.J.E.G. mars 1990, p. 73 - 78.

MANDIL Claude, « Rapport du group de travail sur la réforme de l'organisation électrique et gazière française », C.J.E.G. avril 1994, p. 156 - 179.

GOEHRING - CRINON Angela, « L'avenir du marché intérieur de l'énergie », C.J.E.G. juin 1995, p. 213 - 220.

GUÉRARD Vincent, TRÉVISANI Vincent, « L'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité : une révolution en marche », RDAI/IBLJ, n° 2, 2003, p. 123 - 156.

RICHER Laurent, « L'ouverture des marchés européens de l'énergie chroniques de droit comparé », C.J.E.G. n° 583, janvier 2002, p. 26 - 42.

JENNY Frédéric, « Régulateurs sectoriels et autorités de concurrence en France et dans le monde », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 33 - 43.

LEBAN Raymond, « L'Europe de l'électricité à l'orée d'une nouvelle aventure », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 269 - 295.

HELM Dieter, « Concurrence, structure de marché et régulation du système électrique en Europe », HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. 297 - 306.

CHEVALIER Jean-Marie, « L'industrie gazière en France et en Europe », Chapitre 13, HENRY Claude, QUINET Émile, « Concurrence et service public », L'Harmattan, 2003, p. p. 307 - 322.

BELIN Hughes, « La Commission va dévoiler sa politique pour les infrastructures critiques », Europolitique énergie, 29 novembre 2006, n° 702.

PIVARD Philippe, « Vers un observatoire des prix de l'énergie en Europe », *Europenergies*, N° 36, mai 2005, p. 20.

KUCHÉIDA J. - P. « Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz », *Revue de l'énergie* février 2002, n° 534, p. 77.

#### **V – Documents officiels**

L'Acte unique européen, Luxembourg, 17 février 1986, approuvé par la loi n° 86 - 1275, J ORF du 17 décembre 1986, p. 15107.

Traité Instituant la Communauté Européenne.

Note interprétative de la DG Energie et Transports sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE relatives au marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel daté du 16 janvier 2004.

Note of DG Energy/Transport on directives 2003/54/CE and regulation 1228/2003 in the electricity and gas internal market, « Exemptions from certain provisions of the third party access regime », 30 January 2004.

La Note Interprétative de la Commission sur la dissociation, p. 26 (the Commission Interpretative Note on the Unbundling Regime).

European Commission (DG XVII/A3/B3), “ Publication of main commercial conditions” (Discussion Note, 22 October 1998). Twelve Discussion Notes on integration and application of the Gas Directive were issued by the European Commission for two “ Follow-Up meetings with Member State and industry representatives in 1998-99 ”. They are available on the Commission website at [www.europa.eu-int/comm/energy/en/gas-single-market/discussion-notes.html](http://www.europa.eu-int/comm/energy/en/gas-single-market/discussion-notes.html). (consulté le 10 octobre 2012).

La note de la DG Énergie et Transport sur les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du marché intérieur de l'électricité e du gaz naturel, “ Les obligations de service public ” du 16 janvier 2004, p. 10.

Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in naturel gas - the regulatory authorities. Appendix 12 of EU Energy Law, p. 977.

European Commission, Green Paper, European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, COM(2006)105, Brussels, 2006.

La décision du conseil européen du 8 mars 2001 concernant les principes, priorités, objectifs intermédiaires et conditions du partenariat pour l'adhésion de la République de Turquie (2001/253/CE).

Communications, lignes directrices, livres blancs, livres verts, propositions et documents de travail de la Commission.

La communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen du 13 mars 2001 « Achèvement du marché intérieur de l'énergie », COM (2001) 125 final et communiqué de presse « Vers un marché unique de l'énergie en 2005 » du 13 mars 2001, IP/01/356.

La communication de la Commission européenne du 10 janvier 2007.

La communication de la Commission au Conseil européen et au Parlement européen - « Une politique de l'énergie pour L'Europe ».

Statement of Council and Commission No. 81/98.

La communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen du 13 mars 2001 COM (2001) 125.

European Federation of Energy Traders (EFET), Implementation of Gas Release Programme for European Gas Market Development, Position Paper, 2003.

CHAMPSAUR Paul, Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité, avril 2009.

State of Implementation of the EU Gas Directive (98/30/CE), Directorate General for Energy and Transport European Commission, May 2000, p. 22.

Investments in gas infrastructures and the role of EU national regulatory authorities, Council of European Energy Regulators, May 2005, p. 59.

Implementation of Article 33 and Article 41 of Directive 2009/73/EC, CEER Monitoring Report, Ref : C12 – GWG-85-03, 9 July 2012, p. 21.

Completing the Internal Energy Market, European Commission, Directorate General for Energy and Transport, March 2001.

## **VI - Textes nationaux**

### **En France**

Lois, projets de lois et ordonnances

La loi du 15 juin 1906 modifiée sur les distributions d'énergie, JO du 17 juin 1906, p. 4105,

La loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, JO du 18 octobre 1919, p.11523

La loi du 19 juillet 1922 autorisant la création de réseaux de transport électrique à haute tension, JO du 21 juillet 1922, p. 7622.

La loi du 14 septembre 1941 sur les installations de transport d'énergie électrique à très haute tension.

La loi n° 49 - 1090 du 2 août 1949 dite Armengaud portant modification des articles 8, 23 et 47 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

La loi du 16 avril 1930 portant fixation du budget général de l'exercice 1930-1931.

La loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

L'ordonnance n° 2011 - 504 du 9 mai 2011 (Journal Officiel n° 108 du 10 mai 2011).

La loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003 - art. 62 JORF 4 janvier 2003.

La loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 - art. 54 JORF 11 août 2004

La loi n° 2005 - 781 du programme fixant les orientations de la politique énergétique, JO n° 163 du 14 juillet 2005, p. 11570.

La loi n° 48 - 1260 du 17 août 1948 tendant au redressement économique et financier.

La loi du 25 juin 1895 concernant les conditions d'établissement des conducteurs électriques autres que les conducteurs télégraphiques et téléphoniques.

La loi n° 51 - 1050 du 29 août 1950 concernant GDF.

La loi n° 83 - 675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du service public.

Loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000, JORF du 11 février 2000, pp. 2143 - 2159.

Loi n° 2010 - 788 du 12 juillet 2010 dite « Grenelle II » requalifie en contrats administratifs les contrats d'obligation d'achat d'électricité par EDF.

La loi organique n° 2010 - 704 du 28 juin 2010.

La convention du 15 décembre 1951 entre EDF et GDF.

La convention du 27 novembre 1958.

Le décret du 29 juillet 1927 portant RAP pour l'application de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie ne prévoyait pas des concessions de transport.

Le décret du 12 novembre 1938.

Le décret n° 52 - 20 du 5 janvier 1952 relatif au transfert à Gaz de France des biens, droits, obligations se rattachant à la production, au transport et à la distribution de gaz combustible et gérés provisoirement pour son compte par Électricité de France.

Le décret n° 57 - 863 du 31 juillet 1957, modifié, instituant des comités régionaux de distribution d'électricité et de gaz.

Le décret n° 71 - 757 du 9 septembre 1971.

Le décret n° 56 - 1225 du 28 novembre 1956 pris pour l'application de l'article 37 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

le décret n° 65 - 813 du 20 septembre 1965.

Le décret 1994 - 12 du 28 décembre 1994 approuvant le cahier des charges type de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique.

Le décret du 29 juillet 1927 portant règlement d'administration publique pour l'application de la loi du 15 juin 1906.

Le décret n° 3971 publié dans le Journal officiel n° 20428 du 9 février 1990 concernant l'utilisation du gaz naturel.

Le décret n° 90 - 1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux publics de transport ou de distribution.

## **En Turquie**

Lois, projets de lois et ordonnances

La loi de 10 juin 1326 (1910) n° 932 est « Menaf'ı Umumiyyeye Mueallik İmtiyazat Hakkında Kanun

3096 sayılı Yap - İşlet - Devret kanunu » (RG. 19.12.1984 tarih, s. 18610).

La loi n° 4047 concernant la modification de la loi sur le rendement de certains services et investissements dans le cadre du modèle BOT, J.O. n° 22130, le 13.12.1994.

La loi n° 3996 sur le rendement de certains services et investissements dans le cadre du modèle BOT, publiée dans le Journal Officiel n° 21959, le 13.6.1994.



1312 Sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Kanunu (RG. 25.07.1970 tarih ve S. 13559).

la loi du marché électrique n° 4628 du 20 février 2001.

4501 sayılı « Kamu Hizmetleri ile İlgili İmtiyaz Şartlaşma ve Sözleşmelerinden Doğan Uyuşmazlıklarda Tahkim Yoluna Başvurulması Halinde Uyulması Gereken İkelere Dair Kanun », R.G.23941, 22.1.2000 2000/1312 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı, R.G. 24194, 8.10.2000.

3996 sayılı « Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanun » R.G.21959, 13.6.1994; 4047 sayılı « Bazı Yatırım ve Hizmetlerin Yap-İşlet-Devret Modeli Çerçevesinde Yapıtırılması Hakkında Kanunda Değişiklik Yapıtırılması Dair Kanun », R.G. 22130, 13.12.1994.

La loi n° 5018 intitulé « La loi du contrôle et de la gestion du finance publique » (« Kamu Mali Yönetimi ve Kontrol Kanunu ») est datée du 10 décembre 2003 et publié dans le Journal Officielle turc n° 25326 du 24 décembre 2003.

La loi n° 5015 du 4 décembre 2003 sur le marché pétrolier publiée dans le Journal officile n° 25322 du 20 décembre 2003.

La loi n° 5307 du 2 mars 2005 sur le marché gazier petrolière liquifié.

La loi n° n° 5627 du 18 avril 2007 <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/05/20070502-2.htm> (consulté le 20 décembre 2014).

La loi n° 5784 du 9 juillet 2008 visant à modifier la loi n 4628 sur le marché électrique turc disponible seulement en turc sur : <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5784.html> (consulté le 18 décembre 2014).

La loi n° 6762 de la commerce turque publié dans le Journal officiel n° 9353 du 9 juillet 1956.

La loi n° 5496 du 10 mai 2006.

La loi n° 5398 du 3 juillet 2005.

La loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique disponible seulement en turc sur: <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/05/20070502-2.htm> (consulté le 19 décembre 2014).

La loi n° 5710 sur le droit nucléaire disponible seulement en turc sur : <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5710.html> (consulté le 19 décembre 2014).

la loi n° 4646 sur le marché gazier turc disponible sur: <http://www.epdk.gov.tr/index.php/dogalgaz-piyasasi/mevzuat?id=50> (consulté le 8 décembre 2014).

La loi n° 5669 sur la modification de la loi concernant le marché gazier disponible sur (en turc): <http://www.tbmm.gov.tr/kanunlar/k5669.html> (consulté le 10 décembre 2014).

Vers la future organisation électrique française, Ministère de l'économie des finances et de l'industrie, p. 51.

### **Assemblée Nationale**

Le rapport de Paul Ramadier, au nom de la Commission de l'équipement national et de la production industrielle, sur le projet de loi du gouvernement et les propositions des partis socialiste, communiste, MRP, UDSR et de la CFTC, déposé sur le bureau de l'Assemblée nationale constituante le 13 mars 1946.

Assemblée Nationale, Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité n° 2451, 14 avril 2010.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, 26 mai 2010.

Le rapport « Mandil ».

les documents de l'Assemblée nationale constituante, annexe n° 655

DUMONT J. L., Réussir la future organisation électrique française, rapport au Premier Ministre, 2 juillet 1998 et N. BRICQ, Mission de réflexion et de concertation sur la transposition de la directive européenne sur « le marché intérieur du gaz », rapport au Premier Ministre, 1999.

Le rapport Bataille sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement de service public d'électricité, p. 168.

Rapport d'information n° 625 sur la mise en application de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 programme fixant les orientations de la politique énergétique présenté par Serge POIGNANT et Philippe TOURTELIER.

Le rapport fait sur le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité datée du 26 mai 2010.

Le projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 14 avril 2010, n° 2451, Assemblée nationale.

FRANÇOIS M., GONNOT Michel, Le rapport de l'Assemblée National du 26 novembre 2002 fait au nom de la Commission des Affaires Économiques, de l'Environnement et du Territoire sur le projet de loi, adopté par le Sénat après la déclaration d'urgence relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie, p. 99.

DUMONT Jean-Louis, Réussir la future organisation électrique française, Collection des rapports officiels, Rapport au Premier ministre, 1997, p. 13 - 67.

### **Sénat**

« Avis présenté au nom de la commission des affaires économiques et du plan (1) sur le projet de la loi de finances pour 2005 », Annexe au procès - verbal de la séance du 25 novembre 2004 de la Session Ordinaire de 2004 -2005 du Sénat, n° 76, adopté par l'Assemblée nationale, tome VI, Énergie, par Sénateur M. Roland COURTEAU.

« Projet de loi relatif aux marchés énergétiques », consulté sur le link suivant le 6 novembre 2013: <http://www.senat.fr/rap/102-016/102-0168.html>.

Le rapport de Ladislav Poniatski au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

L'exposé général du projet de loi relatif au secteur de l'énergie

### **VII - Jugements, arrêts, avis et décisions**

Au niveau européen

CJCE

L'arrêt « Costa » 1214 du 15 juillet 1964.

L'arrêt « Commune d'Almelo » du 1994.

L'arrêt de la CJCE « The Queen » du 5 mai 1998, C- 157/96, rec. P. 1 – 2211, V. Constantinesco

CJCE, 2 août 1993, Marshall, Rec. CJCE, p. 436, D. 1993, IR p. 204.

CJCE, 5 avril 1979, Ratti, Rec. CJCE, p. 1645.

l'arrêt ALTMARK de la CJCE du 24 juillet 2003

Commission européenne

La décision n° 99/791/CE du 8 juillet 1999 relative à la demande de régime transitoire introduite par la France.

### **Au niveau national**

#### **En France**

Conseil d'État

CE, 29 mars 1996, Comité supérieur consultatif des comités mixtes à la production d'EDF - GDF, Rec. CE, tables, p. 913.

#### **En Turquie**

##### **Autorité de la concurrence**

La décision n° 07-37/382-143 du 3 mai 2007 sur le transfert de 250 millions m3/an à SHELL Enerji A.Ş.

La décision n° 07-59/687-242 du 11 juillet 2007 sur le transfert de 750 millions m3/an à Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.

La décision n° 07-83/100-392 du 1 novembre 2007 sur le transfert de 2.5 milliards m3/an à Enerco Enerji San. Tic. A.Ş.

La décision n° 07-901 1160-453 sur le transfert de 0.5 milliards m3/an à Avrasya Gaz A.Ş.

La décision n° 04-47/624-155 du 15 juillet 2006.

La décision de l'Autorité de concurrence n° 08-50/750-305 du 14 août 2008.

La décision de l'Autorité de concurrence n° 06-46/601-172 du 29 juin 2006.

La décision de l'Autorité de concurrence n° 07-23/217-72 du 15 mars 2007.

La décision de l'Autorité de concurrence n° 04-03/47-12 du 15 janvier 2004.

RK 03.05.2007 ve 07-37/382-143 sayılı karar, RK 11.07.2007 VE 07-59/687-242 sayılı karar. Gazprom ve Bosphorus, RK 01.11.2007 tarih ve 07-83/1007-392 sayılı kararı Enerco, RK 13.12.2007 tarih ve 07-90/1160-453 sayılı karar. Avrasya Gaz A.Ş.

La décision de l'Autorité de concurrence n° 04-78/1114-281 du 9 décembre 2004.

## **EPDK**

Décisions et décisions de règlements de différend

la décision d'EPDK n° 725 du du 13 avril 2006 publiée dans le Journal officiel n° 26153 du 29 avril 2006.

Avis adopté par le Conseil économique et social au cours de sa séance du 8 juillet 1992, p. 5 - 114.

Communication, recommandations, consultations publiques et rapports d'activité

Le rapport d'activité du marché électrique d'EPDK 2010, p. 121.

### **Rapports d'activités des institutions et entreprises**

Le rapport de l'activité de 2010 de BOTAŞ

Le Livre d'Application du Marché Électrique (« Elektrik Piyasası Uygulama El Kitabı »), EPDK, septembre 2002, p. 48.

Les règles et des procédures concernant l'utilisation par les tiers des terminaux de LGN Marmara Ereğlisi (« BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali Temel Kullanım Usul ve Esasları »).

EGEGAZ Aliğa LNG Terminali Kullanım Usul ve Esasları.

TPAO Silivri Yer Altı Doğal Gaz Depolama Tesisi Kullanımı Usul ve Esasları a été entré en vigueur le 4 juin 2011 et publié dans le journal officiel n° 27954.

Le rapport sur le marché LPG d'EPDK, 2007.

Le plan stratégique d'EPDK pour 2014 - 2015.

Le rapport d'activité de la CRE du 30 juin 2000, p. 28.

La consultation publique de la CRE publiée le 26 juillet 2011.

Le rapport d'activités 2007, EPDK.

Le rapport du marché gazier turc d'EPDK 2013

le rapport annuel 2009 de BOTAŞ.

BOTAŞ Network Code disponible sur : <http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/dogalgaz/iletim/> (consulté le 8 décembre 2014).

L'avis de l'Autorité de la Concurrence du 7 mai 2012, disponible sur: <http://www.rekabet.gov.tr/File/?path=ROOT%2FDocuments%2FKurum+G%C3%B6r%C3%BC%C5%9F%C3%BC%2Fdogalgaz.pdf> (consulté le 6 décembre 2014).

IEA, Energy Policies of IEA Countries : Turkey, Paris, 2005a.

Petroleum Association (PETFORM), Liberalization of National Gas - Gas Release Program, İstanbul 2004.

World Bank, Turkey : Gas Sector Strategy Note, Report No. 30030-tr, Washington DC, 2004.

VIII- Le média

GDF Suez is part of Japanese tender for the construction and operation of the Sinop nuclear power plant in Turkey, 3 mai 2013, disponible sur <http://www.gdfsuez.com/en/journalists/press-releases/gdf-suez-is-part-of-the-japanese-tender-for-the-construction-and-operation-of-the-sinop-nuclear-power-plant-in-turkey/> (consulté le 4 mai 2013).

### **VIII - Sites Internet**

ADEME : [www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

ANROC : [www.anroc.com](http://www.anroc.com)

Autorité de la concurrence : [www.atouritedelaconcurrence.fr](http://www.atouritedelaconcurrence.fr)

Agence internationale de l'énergie : <http://www.iea.org/>

Association européenne des transporteurs d'électricité (ETSO) : <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/etso/Pages/default.aspx>

BOTAŞ : <http://www.botas.gov.tr/>

Commission de régulation de l'électricité (CRE) : [www.cre.fr](http://www.cre.fr)

Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie en France : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/>

Conseil de la concurrence : <http://www.autoritedelaconcurrence.fr/user/index.php>

Conseil des Régulateurs Européens de l'Énergie (CEER) : [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_ABOUT](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT)

Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF) :

DG Énergie de la Commission européenne : [ec.europa.eu/energy](http://ec.europa.eu/energy)

EDF : [www.france.edf.com](http://www.france.edf.com)

ERDF : [www.erdfdistribution.fr](http://www.erdfdistribution.fr)

FNCCR : [www.fnccr.asso.fr](http://www.fnccr.asso.fr)

GRTgaz : [www.grtgaz.com](http://www.grtgaz.com)

Réseau de Transport d'Électricité (« RTE ») : [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) :

EDF : <https://www.edf.fr/groupe-edf>

Forum de Florence : <https://ec.europa.eu/energy/en/events/29th-meeting-european-electricity-regulatory-forum-florence>

Forum de Madrid : <https://ec.europa.eu/energy/en/events/madrid-forum>

GDF SUEZ – ENGIE : <http://www.engie.com/en/>

Légifrance : <http://www.legifrance.gouv.fr/>

Powernext : <http://www.powernext.com/>

Réseau de Transport d'Électricité (RTE) : <http://www.rte-france.com/>

DG Concurrence : [http://ec.europa.eu/dgs/competition/index\\_fr.htm](http://ec.europa.eu/dgs/competition/index_fr.htm)

DG Énergie et Transports : <https://ec.europa.eu/energy/>

TEİAŞ <http://www.teias.gov.tr/>

EÜAŞ <http://www.enerjiatlası.com/firma/euas.html>

PMUM <http://www.teias.gov.tr/mali/maliuz.htm>

EPIAŞ <https://www.epias.com.tr/>

DSİ <http://www.dsi.gov.tr/>

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

La direction générale des affaires pétrolières (« Petrol İşleri Genel Müdürlüğü - PİGM »), 2011, <http://www.pigm.gov.tr/>

TPAO <http://www.tpao.gov.tr/tp5/>

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu, <http://www.taek.gov.tr/en/> (consulté le 21 décembre 2014).

ACER <http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx>.

<http://www.invest.gov.tr/fr-FR/infocenter/news/Pages/301111-turkey-china-gas-storage-deal.aspx> (consulté le 14 décembre 2014).

Borsa İstanbul Anonim Şirketi <http://www.borsaistanbul.com/>.

**LA COMPARAISON DES PROCESSUS JURIDIQUES DE  
LA LIBÉRALISATION DES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER  
EN FRANCE ET EN TURQUIE**

<b>REMERCIEMENTS.....</b>	<b>3</b>
<b>ABRÉVIATIONS.....</b>	<b>4</b>
<b>SOMMAIRE.....</b>	<b>8</b>
<b>SECTION PRÉLIMINAIRE - LES SECTEURS ÉLECTRIQUE ET GAZIER EN FRANCE ET EN TURQUIE AVANT LA LIBÉRALISATION.....</b>	<b>13</b>
CHAPITRE I - l'évolution historique de la structuration des secteurs électriques en France et en Turquie.....	13
SECTION 1. L'évolution historique de la structuration du secteur électrique en France.....	14
§ 1. L'origine du secteur électrique et l'opérateur historique « EDF ».....	14
A. L'origine du secteur de l'électricité en France.....	15
1. Les concessions du secteur de l'électricité en France.....	17
2. Les distributeurs non-nationalisés.....	20
B. Électricité de France « EDF ».....	22
1. L'émergence et l'évolution de l'EDF.....	23
a. Le capital et la gestion financière d'EDF.....	27
b. La direction de l'EDF.....	29
2. La gestion d'EDF.....	31
a. L'organisation des services nationaux de distribution de l'électricité.....	31
b. Les délégations des pouvoirs.....	38
§2. Le fonctionnement historique du secteur électrique en France.....	38
A. La production d'électricité en France.....	39
B. Le transport d'électricité en France.....	41
SECTION 2. L'évolution historique de la structuration du secteur électrique en Turquie.....	47
§ 1. L'origine du secteur turc de l'électricité et l'opérateur historique « TEK ».....	47
A. L'origine du secteur turc de l'électricité en Turquie.....	47
1. Les périodes d'évolution du secteur turc de l'électricité.....	47

a. La période des entreprises de concession.....	48
b. La période des institutions publiques.....	49
c. La période de la construction des centrales hydrauliques et thermiques régionales.....	50
2. Établissement Turc de l'Électricité « TEK ».....	51
a. La période d'Établissement Turc de l'Électricité « TEK ».....	51
b. La fin de monopole de TEK et la période de retour aux entreprises de concession : les modèles de financement.....	52
B. L'Établissement Turc de l'Électricité : « TEK ».....	55
1. La constitution de l'Établissement Turc de l'Électricité.....	56
a. Le statut juridique du TEK.....	56
b. Les relations avec d'autres acteurs juridiques du marché électrique.....	56
c. Les installations à céder à TEK.....	57
2. La gestion et les activités de TEK.....	58
a. Le conseil d'administration.....	58
b. Les activités de TEK.....	61
§ 2. Le fonctionnement historique du secteur électrique en Turquie.....	61
A. La position monopolistique du TEK dans le secteur électrique.....	61
B. La tendance de suppression de la structure monopolistique de TEK.....	62
1. Les tentatives de la privatisation du secteur turc de l'électricité.....	62
2. L'historique de la privatisation du secteur turc de l'électricité.....	63
CHAPITRE II - l'évolution historique de la structuration des secteurs gaziers en France et en Turquie.....	65
SECTION 1. L'évolution historique de la structuration du secteur gazier en France.....	66
§ 1. L'origine du secteur gazier en France et l'opérateur historique Gaz de France « GDF ».....	66
A. Les concessions dans le secteur gazier en France.....	68
1. Les principes de la nationalisation du secteur gazier en France.....	75
a. Le transfert des entreprises privées.....	77
b. Le transfert des concessions.....	78
2. Les exceptions à la nationalisation du secteur gazier en France.....	78
a. Le maintien d'un secteur privé.....	79
b. Le maintien d'un secteur public gazier en France.....	80



B. L'opérateur historique Gaz de France « GDF ».....	81
1. L'organisation de GDF.....	81
2. La gestion de GDF et ses relations avec EDF.....	83
a. La convention du 16 mai 1946 entre GDF et EDF.....	84
b. La convention du 15 décembre 1951.....	86
SECTION 2. L'évolution historique de la structuration du secteur gazier en Turquie.....	88
§ 1. L'origine du secteur gazier turc et l'opérateur historique « BOTAS ».....	88
A. L'origine du secteur gazier en Turquie.....	89
1. Les jalons du secteur gazier en Turquie.....	89
2. La société anonyme du pétrole de la Turquie («TPAO»).....	92
B. L'opérateur historique « BOTAS ».....	93
1. Le statut juridique de BOTAS.....	94
2. Le monopole de BOTAS.....	95
§ 2. Le fonctionnement historique du secteur gazier en Turquie.....	96
A. Le transport du pétrole brut.....	96
1. Les oléoducs internationaux.....	97
a. L'oléoduc Irak - Turquie.....	97
b. L'oléoduc Bakou - Tbilissi - Ceyhan (« BTC »).....	98
2. Les oléoducs nationaux.....	101
a. L'oléoduc Ceyhan - Kırıkkale.....	101
b. L'oléoduc Batman - Dörtyol.....	102
B. Les activités gazières de BOTAS.....	102
1. La transportation et la commercialisation du gaz naturel.....	102
a. Les lignes de transport du gaz naturel en Turquie.....	102
b. Les projets de gazoduc en Turquie.....	105
2. Les transferts des contrats du gaz naturel.....	108
<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>110</b>
<b>PREMIÈRE PARTIE - LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBERALISATION APPORTÉE PAR LES DIRECTIVES ÉLECTRIQUES EUROPÉENNES.....</b>	<b>115</b>
<b>TITRE I - LE PREMIER PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 96/92/CE.....</b>	<b>117</b>

CHAPITRE I - La directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.....	118
SECTION 1. Les composantes essentielles de la directive 96/92/CE.....	120
§ 1. La libéralisation du marché électrique.....	120
A. L'ouverture du marché électrique à la concurrence.....	120
B. L'organisation de la concurrence entre les producteurs de l'électricité.....	121
§ 2. Les modalités d'accès aux réseaux et les responsabilités des gestionnaires de réseau...	122
A. Les modalités d'accès des clients éligibles au réseau de l'électricité.....	122
1. L'accès direct aux réseaux de l'électricité.....	123
2. L'acheteur unique.....	124
B. Les responsabilités du gestionnaire de réseau : la séparation des activités.....	126
SECTION 2. Les obligations imposées et les options laissées aux États membres.....	128
§ 1. Les dispositions obligatoires à respecter par les États membres.....	128
A. Les obligations pour la transposition de la directive en droit national.....	128
B. Les mesures à prendre par les États membres.....	130
§ 2. Les dispositions laissant des options laissées aux États membres.....	131
A. Le système de régulation et les missions de service public.....	131
1. Le système de régulation.....	131
2. Les missions de service public.....	132
B. L'obligation d'accès aux réseaux.....	132
1. Dans le cas de l'accès négocié aux réseaux.....	133
2. Dans le cas de la formule de l'acheteur unique.....	133
CHAPITRE II - La transposition de la directive 96/92/CE en droit français : la loi n° 2000 - 108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.....	135
SECTION 1. Les nouveautés apportées par la loi n° 2000 - 108 du 10 février 2000.....	142
§ 1. Les tarifs et les activités du marché électrique pendant la libéralisation.....	145
A. Les tarifs de l'électricité.....	145
1. Les tarifs et le plafond de prix.....	145
2. Les mécanismes de compensation.....	146
B. La production d'électricité.....	148
1. La programmation pluriannuelle des investissements (« PPI »).....	148
2. L'appel d'offres et l'obligation d'achat.....	150

§ 2. Les activités du marché électrique.....	152
A. Le transport et la distribution d'électricité.....	152
1. Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (« GRT »).....	152
a. Le statut et les missions de GRT.....	152
b. Le Réseau de Transport d'Électricité (« RTE »).....	155
2. La distribution d'électricité.....	156
a. La mission des collectivités territoriales en matière de distribution d'électricité.....	156
b. La gestion des réseaux publics de distribution d'électricité.....	157
B. L'accès aux réseaux publics d'électricité.....	158
1. Les consommateurs éligibles.....	158
2. Le droit d'accès au réseau.....	159
SECTION 2. La nouvelle structure et la régulation du marché électrique.....	161
§ 1. La nouvelle structure du marché électrique.....	161
A. La dissociation comptable et la création de la bourse Powernext.....	161
1. La dissociation comptable.....	161
2. La bourse Powernext.....	162
B. L'objectif de l'Électricité de France.....	163
1. La collecte et la publication des informations statistiques.....	164
2. La révision des contrats entre un client éligible et EDF ou un DNN.....	164
§ 2. La régulation : La Commission de régulation de l'électricité « CRE ».....	165
A. La régulation du secteur de l'électricité.....	167
1. La spécificité de la régulation du marché électrique.....	167
2. Les modalités de la régulation fixée par la directive 96/92/CE.....	167
B. L'institution de la CRE.....	167
1. Le statut et la composition de la CRE.....	168
2. Les missions de la CRE.....	170
CHAPITRE III - Les effets juridiques du premier paquet énergie sur le marché électrique turc	
SECTION 1. La loi n° 4628 du 20 février 2001 sur le marché électrique turc.....	178
§ 1. La nouvelle structure du marché électrique en Turquie.....	178
A. Le nouveau modèle du marché électrique prévu par la loi n° 4628.....	179

1. Le centre de règlement financier du marché électrique.....	181
2. Les consommateurs éligibles.....	182
B. Les activités et les licences du marché électrique ture.....	183
1. La production, le transport et la distribution de l'électricité.....	186
2. La vente en gros et en détail de l'électricité.....	189
§ 2. Le nouveau modèle prévu pour le marché de l'électricité sous la période de transition..	191
A. Les applications du période transitoire.....	191
1. Les coûts engagés.....	191
2. Les accords bilatéraux faisant l'objet de la réglementation.....	192
B. Le marché d'équilibrage et l'accès aux réseaux électriques.....	193
1. Les principes généraux concernant le fonctionnement du marché d'équilibrage.....	193
2. L'accès aux réseaux électriques.....	194
SECTION 2. L'Autorité de régulation du marché de l'énergie « EPDK ».....	195
§ 1. La constitution d'EPDK.....	198
A. La structure administrative d'EPDK.....	198
B. L'indépendance d'EPDK.....	200
§ 2. Les missions d'EPDK.....	201
A. Les missions principales d'EPDK.....	202
B. Les pouvoirs d'EPDK.....	203
<b>TITRE II - LE DEUXIÈME PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITE ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS ÉLECTRIQUES EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 2003/54/CE ET LE REGLEMENT N° 1228/2003.....</b>	<b>206</b>
CHAPITRE I - Le deuxième paquet énergie sur le marché intérieur de l'électricité : la directive 2003/54/CE et le règlement n° 1228/2003.....	209
SECTION 1. La directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.....	210
§1. Les lignes directrices de la directive 2003/54/CE .....	210
A. Les règles générales d'organisation du secteur électrique.....	210
1. Les obligations de service public et la protection des consommateurs.....	210
2. La sécurité d'approvisionnement en électricité .....	213
B. Les activités du marché électrique.....	216

1. La production de l'électricité .....	216
a. La procédure d'autorisation .....	216
b. L'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités.....	217
2. L'exploitation du réseau de transport et de distribution.....	219
a. La séparation juridique des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution .....	219
b. L'organisation de l'accès au réseau.....	220
SECTION 2. Les lignes directrices du règlement n° 1228/2003 .....	223
§ 1. Les lignes directrices du règlement n° 1228/2003.....	224
A. Le mécanisme de compensation et les redevances d'accès aux réseaux.....	225
1. Le mécanisme de compensation.....	225
2. La redevance d'accès aux réseaux.....	226
B. Les capacités d'interconnexion et la gestion de la congestion.....	227
1. L'information sur les capacités d'interconnexion.....	227
2. Les principes généraux de gestion de la congestion.....	228
§ 2. L'exemption des dispositions de l'accès des tiers aux réseaux.....	229
A. L'exemption totale pour l'accès des tiers aux réseaux.....	230
B. L'exemption partielle pour l'accès des tiers aux réseaux.....	231
CHAPITRE II - Les effets juridiques de la deuxième directive énergie sur le marché électrique français.....	233
SECTION 1. La loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au secteur public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.....	235
§ 1. Les lignes directrices de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004.....	236
A. Les dispositions sur le service public.....	236
B. Les entreprises gestionnaires de réseaux de transport d'électricité.....	238
1. Les distributeurs d'électricité.....	240
2. L'organisation des entreprises électriques.....	241
§ 2. Les lignes secondaires de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004.....	242
A. Les distributeurs non-nationalisés.....	242
B. Les réseaux de distribution d'électricité.....	244
SECTION 2. Autres lois entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergétique.....	248

§ 1. La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.....	248
A. Les lignes directrices de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005.....	249
1. Les objectifs essentiels de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005.....	249
a. Les axes majeurs de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005.....	250
b. La maîtrise de la demande d'énergie.....	251
2. Les réglementations financières.....	252
a. Le crédit d'impôt, instrument délicat de promotion.....	252
b. Le taux de TVA et le tarif de rachat.....	253
B. Les dispositions secondaires de la loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005.....	253
1. Les dispositions à propos des institutions de l'énergie.....	253
2. L'orientation de la politique énergétique.....	255
a. La prise en compte de la dimension européenne du rôle des collectivités territoriales.....	256
b. L'adaptation de la politique de maîtrise de la demande d'énergie aux spécificités de chaque secteur.....	258
§ 2. La loi n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.....	259
A. Les lignes directrices de la loi n° 2006 - 1537 du 7 décembre 2006.....	260
B. Les dispositions relatives aux contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel	
CHAPITRE III - Les effets juridiques du deuxième paquet énergie sur le marché électrique turc.....	263
SECTION 1. Les modifications apportées dans la loi n° 4628.....	264
§ 1. Les modifications permanentes apportées dans la loi n° 4628.....	264
A. Les activités du marché électrique turc.....	265
B. Les types de license du marché électrique turc.....	267
§ 2. Les modifications sur le processus de la libéralisation et de la sécurité d'approvisionnement dans le marché électrique turc.....	268
A. Les modifications sur le processus de privatisation et d'expropriation.....	268
B. La sécurité d'approvisionnement dans le marché électrique turc.....	269
SECTION 2. D'autres législations entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergie.....	271
§ 1. Les législations sur l'équilibrage et de la conciliation du marché électrique et la loi sur l'efficacité de l'énergie.....	271

A. Le règlement d'équilibrage et de conciliation dans le marché électrique.....	271
B. La loi n° 5627 sur l'efficacité énergétique.....	272
§ 2. Les législations sur l'énergie renouvelable et nucléaire.....	273
A. La loi n° 5346 sur l'utilisation des ressources d'énergie renouvelables pour la production de l'énergie électrique .....	273
B. La loi n° 5710 sur la construction et l'opération des centrales nucléaires.....	274
<b>TITRE III - LE TROISIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DE L'ELECTRICITE.....</b>	<b>276</b>
CHAPITRE I - Le troisième paquet énergie concernant le marché électrique.....	279
SECTION 1. La directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.....	279
§ 1. La directive 2009/72/CE.....	279
A. La création du marché intérieur de l'électricité.....	279
1. Les règles générales d'organisation du secteur électrique.....	280
a. Les obligations de service public et de protection des consommateurs.....	280
b. Autres règles générales d'organisation du secteur électrique.....	281
2. L'ouverture du marché et la production de l'électricité .....	282
a. L'ouverture du marché et la réciprocité.....	282
b. La production de l'électricité en France.....	283
3. L'organisation de l'accès au réseau.....	285
a. L'accès régulé des tiers.....	285
b. Les lignes directes .....	287
B. L'organisation et exploitation du réseau de transport et de distribution.....	289
1. Les tâches et responsabilités des opérateurs du transport et de la distribution de l'électricité.....	289
a. Les tâches et les responsabilités générales.....	289
b. Les tâches et les responsabilités spécifiques.....	291
2. L'exploitation du réseau de transport d'électricité.....	295
a. La dissociation des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.....	296
i. La dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport.....	298

ii. Le gestionnaire de réseau indépendant (« ISO »).....	300
iii. Le gestionnaire de réseau de transport indépendant « ITO ».....	302
b. La procédure de désignation et de certification des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.....	309
i. La désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.....	309
ii. La procédure de désignation et de certification des gestionnaires de réseau de transport concernant des pays tiers.....	311
c. Le développement du réseau et compétences pour les décisions d'investissements.....	313
B. L'exploitation du réseau de distribution d'électricité.....	315
1. La désignation et les tâches de réseau de distribution d'électricité.....	315
2. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité.....	316
a. La dissociation juridique.....	317
b. La dissociation de gestion de réseau de distribution.....	318
C. Les autorités de régulation nationales.....	322
1. Les objectifs généraux de l'autorité de régulation de l'énergie.....	325
2. Les missions et compétences de l'autorité de régulation de l'énergie.....	327
SECTION 2. Les règlements sous le régime du troisième paquet énergie.....	334
§ 1. Le règlement n° 713/2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.....	334
A. Les lignes directrices du règlement n° 713/2009.....	334
1. L'établissement et statut juridique d'ACER.....	335
2. Les tâches d'ACER.....	335
a. Les tâches concernant la coopération des gestionnaires de réseau de transport.....	335
b. Les tâches concernant les autorités de régulation nationales.....	336
c. Les tâches concernant les modalités et conditions d'accès et de sécurité d'exploitation applicables aux infrastructures transfrontalières.....	336
B. L'organisation d'ACER.....	337
1. Le conseil d'administration.....	337



2. Le conseil des régulateurs.....	338
3. Le directeur d'ACER.....	339
§ 2. Le règlement n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.....	340
A. Les lignes directrices du règlement n° 714/2009.....	340
1. La tarification de l'électricité.....	340
2. La gestion de la congestion.....	342
B. Les exemptions et les modalités d'accès des tiers aux interconnexions.....	346
1. La possibilité d'exemption des nouvelles interconnexions à l'obligation de séparation patrimoniale.....	346
2. Les modalités d'accès des tiers aux nouvelles interconnexions.....	346
CHAPITRE II – Les effets du troisième paquet énergie sur le marché électrique en France.....	348
SECTION 1. La loi n° 2010 - 488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité « NOME ».....	351
§1. La genèse de la loi NOME.....	351
A. Les procédures d'infraction par la Commission européenne.....	352
B. La Commission Champsaur.....	353
§ 2. Le contenu de la loi NOME.....	357
A. Les objectifs de la loi NOME.....	357
1. L'accès régulé et limité à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »).....	360
2. La reformation de la CRE.....	363
B. L'accès régulé à l'électricité.....	364
SECTION 2. Le code de l'énergie.....	370
§1. Les principes du code de l'énergie.....	372
A. Les activités du secteur de l'énergie.....	374
1. L'organisation des entreprises gestionnaires des réseaux publics de distribution.....	376
a. La dissociation et transparence de la comptabilité.....	378
b. Le droit d'accès aux réseaux et aux installations électriques.....	378
2. Le service public.....	379
a. Les obligations de service public et la protection des consommateurs.....	379

b. La mise en œuvre contractuelle des obligations de service public.....	381
B. Les dispositions sur la commission de régulation de l'énergie (« CRE »).....	381
§ 2. Lo rôle de l'État et l'organisation du marché électrique.....	384
A. Le rôle de l'État dans le secteur de l'énergie.....	384
1. La programmation des capacités de production d'électricité.....	384
2. Le suivi de la mise en œuvre de la politique énergétique.....	384
B. Les dispositions relatives à l'électricité.....	385
1. La production d'électricité.....	385
a. L'autorisation de l'exploitation.....	386
b. L'appel d'offres.....	386
2. Le transport d'électricité.....	388
a. L'autorité concédante du réseau public de transport d'électricité.....	388
b. La qualité de l'électricité.....	390
3. La distribution d'électricité.....	391
a. Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité.....	391
b. Les missions du gestionnaire du réseau de distribution d'électricité.....	391
c. La qualité de l'électricité.....	392
d. Les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.....	393
4. La commercialisation d'électricité.....	393
a. La contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité.....	394
b. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.....	395
c. Les tarifs et les prix d'électricité.....	396
5. L'accès et le raccordement aux réseaux.....	397
a. Le raccordement aux réseaux.....	398
b. Les lignes directes.....	399
CHAPITRE III - Les effets juridiques du troisième paquet énergie sur le marché électrique turc.....	400
SECTION 1. La nouvelle loi n° 6446 sur le marché électrique turc.....	403
§ 1. Les nouvelles dispositions sur les activités du marché électrique turc.....	403

A. Les activités de production et de vente d'électricité.....	404
1. Les activités de production et de vente d'électricité.....	404
2. Les activités du transport et de distribution de l'électricité.....	406
B. Les activités secondaires du marché électrique turc.....	408
1. Les activités de l'importation et de l'exportation d'électricité.....	408
2. Les activités à exercer par les zones industrielles organisées .....	408
§2. Les licences et les pré-licences.....	409
A. Les licences des activités du marché électrique turc.....	410
B. Les pré-licences.....	411
SECTION 2. La bourse d'énergie.....	413
§ 1. Les activités de l'opération du marché et l'établissement d'EPIAŞ.....	414
§ 2. Les droits et obligations d'EPIAŞ.....	414
<b>SECONDE PARTIE - LES EFFETS JURIDIQUES DE LA LIBERALISATION APPORTEE PAR LES DIRECTIVES EUROPEENNES GAZIERES.....</b>	<b>418</b>
<b>TITRE I – LE PREMIER PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE : LA DIRECTIVE 98/30/CE.....</b>	<b>418</b>
CHAPITRE I - La directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.....	422
SECTION 1. La directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.....	423
§ 1. Les lignes directrices de la directive 98/30/CE.....	423
A. L'organisation du marché gazier en Europe.....	423
1. Le transport, stockage et gaz naturel liquéfié.....	425
2. La distribution et la fourniture du gaz naturel.....	427
B. Le régime de séparation des comptes.....	427
1. La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité.....	428
2. La transparence de la comptabilité.....	429
§ 2. L'accès aux réseaux et les clients éligibles.....	430
A. L'accès au réseau réglementé et négocié.....	430
B. Les clients éligibles.....	432
SECTION 2. Les dérogations et la régulation.....	434
§ 1. Les dérogations.....	434

§ 2. Les autorités de régulation du marché de l'énergie.....	436
CHAPITRE II - Les effets juridiques de la directive 98/30/CE sur le marché gazier en France.....	438
SECTION 1. La situation du marché gazier en France avant la transposition de la directive 98/30/CE.....	440
§ 1. La situation du marché gazier en France pendant les a transposition du premier paquet énergie.....	440
A. L'activité gazière en France.....	441
1. La structure du marché gazier en France.....	441
2. Le développement des opérateurs gaziers français.....	443
B. Les travaux juridiques.....	444
SECTION 2. La loi n° 2003 - 8 du 3 janvier 2003.....	446
§ 1. L'accès au réseau gazier et le service public dans le marché gazier.....	446
A. L'accès aux réseaux de gaz naturel.....	446
1. Le régime de l'éligibilité des clients.....	449
2. Le statut des fournisseurs de gaz naturel.....	451
B. Le service public du gaz naturel.....	452
1. Le service public.....	453
2. Les mesures : le contrôle et les sanctions.....	454
§ 2. L'organisation du marché gazier français.....	454
A. Les dispositions sur la structure et le fonctionnement du marché gazier.....	455
1. La transparence et la régulation du secteur du gaz naturel.....	455
a. Les tarifs gaziers.....	456
b. La séparation comptable.....	458
c. Les échanges d'informations nécessaires au fonctionnement des réseaux gaziers.....	459
2. Le transport et la distribution de gaz naturel.....	460
a. Les rôles des opérateurs de transport ou de distribution.....	460
b. Les prescriptions techniques de la sécurité.....	461
B. Les procédures de l'autorisation et le stockage gazier.....	462
1. L'autorisation pour la construction et l'exploitation des canalisations.....	462

2. Le stockage souterrain.....	462
a. Le régime des stockages souterrains.....	462
b. Le rôle des stockages souterrains.....	464
CHAPITRE III - La transposition de la directive 98/30/ce en droit turc : la loi n° 4646 concernant le marché gazier turc.....	465
SECTION 1. Les lignes directrices de la loi n° 4646.....	468
§ 1. Les activités du marché gazier turc.....	468
A. Les activités principales du marché gazier turc.....	469
1. L'importation du gaz naturel.....	469
2. Le transport du gaz naturel.....	471
3. La distribution du gaz naturel.....	472
B. Les activités secondaires du marché gazier turc.....	474
1. Le stockage du gaz naturel.....	474
2. La vente en gros du gaz naturel.....	475
§ 2. Les licences et les certificats.....	476
A. Les principes essentiels des licences et des certificats.....	476
1. Les dispositions minimales des licences et des certificats.....	477
2. Les conditions de l'expiration des licences et des certificats.....	477
SECTION 2. Les autres dispositions de la loi n° 4646.....	478
§ 1. La protection de la concurrence dans le marché gazier.....	478
A. La création de la concurrence et les clients éligibles.....	478
1. La séparation juridique et comptable des activités.....	479
2. Les clients éligibles et les exceptions pour l'accès aux réseaux.....	479
B. Le transfert des contrats et la privatisation.....	480
1. Le rôle de l'autorité de concurrence dans le marché gazier turc.....	480
2. Le transfert des contrats à long term.....	481
§ 2. Les tarifs du gaz naturel.....	482
A. Les tarifs de connexion, de transport et de stockage.....	482
B. Les tarifs de vente du gaz naturel en Turquie.....	482
1. Les tarifs de vente en gros.....	482
2. Les tarifs de vente en détail.....	483

**TITRE II – LE DEUXIEME PAQUET ENERGIE SUR LE MARCHE INTERIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIERS EN FRANCE ET EN TURQUIE.....484**

CHAPTRE I - La directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.....486

SECTION 1. La directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intrérieur du gaz naturel.....487

§ 1. L'organisation du marché gazier.....487

A. Les obligations de service public et la protection des consommateurs.....488

B. Le régime de séparation des activités gaziers.....490

1. Le régime de séparation juridique.....490

a. La séparation juridique des gestionnaires de réseau de transport.....490

b. La séparation juridique des gestionnaires de distribution et de fourniture.....492

2. La séparation comptable et la transparence de la comptabilité.....494

§ 2. Les dispositions spécifiques de la directive 2003/55/CE.....495

A. L'organisation du système d'accès au marché gazier.....495

1. L'accès des tiers aux réseaux.....496

a. L'accès des tiers au marché du gaz naturel.....496

b. L'accès aux installations de stockage de GNL.....496

c. L'accès aux réseaux en amont.....498

2. Le refus et la dérogation de l'accès au réseau.....499

a. Le refus de l'accès au réseau.....500

b. L'exemption de l'accès au réseau des nouvelles infrastructures.....500

B. Les dérogations aux engagements « *take-or-pay* ».....502

1. Le procédure de dérogation aux engagements « *take-or-pay* ».....502

2. Les critères afin de décider une dérogation aux contrats « *take-or-pay* ».....503

C. Les autorités de régulation du marché gazier.....504

1. La désignation et le statut des autorités de régulation.....504

2. Les compétences des autorités de régulation de l'énergie.....505

SECTION 2 – Les tarifs d'accès aux réseaux et les mécanismes d'attribution des capacités.....508

§ 1. Les tarifs d'accès aux réseaux.....	509
A. Les tarifs d'accès aux réseaux et modalités des services d'accès des tiers.....	509
B. Les modalités des services d'accès des tiers au réseau de transport de gaz.....	510
§ 2. Les mécanismes d'attribution et les règles d'équilibrage.....	511
A. Les mécanismes d'attribution des capacités et les règles d'équilibrage.....	511
B. Les règles et les redevances d'équilibrage.....	512
CHAPITRE II - Les effets juridiques de la directive 2003/55/CE sur le marché gazier en France.....	515
SECTION 1. La loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004 relative au secteur public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.....	516
§ 1. Les lignes directrices de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004.....	516
A. Le service public.....	516
B. Les entreprises gestionnaires de réseaux de transport de gaz.....	517
1. Les distributeurs du gaz .....	517
2. L'organisation des entreprises gazières.....	518
§ 2. Les lignes secondaires de la loi n° 2004 - 803 du 9 août 2004.....	519
A. L'accès des tiers aux stockages de gaz naturel.....	519
1. Les modalités de l'accès aux stockages.....	520
2. La procédure d'autorisation.....	521
B. Les dispositions transitoires.....	521
SECTION 2. D'autres lois entrées en vigueur à la suite du deuxième paquet énergétique....	523
§ 1. La loi n° 2005 - 781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.....	523
A. La stratégie énergétique nationale.....	523
B. La maîtrise de la demande d'énergie.....	524
§ 2. La loi n° 2006 -1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.....	526
A. Les dispositions relatives au capital de GDF et au contrôle de l'État.....	528
B. L'ouverture des marchés énergétiques et le libre choix des consommateurs.....	529
CHAPITRE III - Les effets juridiques du deuxième paquet énergie sur le marché gazier turc.....	530

SECTION 1. Les premières modifications juridiques apportées dans le marché gazier turc	
§ 1. Les modifications des dispositions de la loi sur le marché gazier turc.....	532
A. Le transport du gaz naturel.....	533
1. L'interdiction de la discrimination entre les égaux.....	533
2. L'accès des tiers aux réseaux et les tarifs de transport.....	534
B. La distribution du gaz naturel.....	535
§ 2. Les dispositions temporaires pendant le période transitoire.....	536
A. Le transfert des contrats et la restructuration de BOTAŞ.....	536
1. L'importation du gaz naturel.....	536
2. Les principes concernant le fonctionnement du réseaux du transport.....	538
B. Le période transitoire pour les activités de distribution locale.....	539
SECTION 2. Les applications du droit de la concurrence dans le marché gazier turc.....	541
§ 1. Les précautions pour la protection de la concurrence dans le marché gazier turc.....	541
A. La protection et le développement de la concurrence.....	541
1. Les sanctions appliquées par l'Autorité de concurrence .....	542
2. La prévention de la discrimination entre les banks dans les règlement sur la distribution et les clients.....	542
B. L'abus de la position monopole dans le marché gazier turc.....	543
1. Les prix abusive imposés par BOTAŞ.....	543
2. L'abus de la position monopole dans le marché gazier turc.....	543
<b>TITRE III - LA TROISIÈME PAQUET ÉNERGIE PAQUET ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DU GAZ NATUREL ET SES EFFETS SUR LES MARCHÉS GAZIÈRES EN FRANCE ET EN TURQUIE.....</b>	<b>548</b>
CHAPITRE I - Le troisième paquet énergie sur le marché intérieur du gaz naturel : la directive 2009/73/CE et le règlement n° 715/2009.....	555
SECTION 1. La directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.....	555
§ 1. Les principes générales imposées par la directive 2009/73/CE.....	556



A. Les obligations de service public et de protection des consommateurs.....	556
1. La procédure d'autorisation.....	557
2. La sécurité d'approvisionnement en énergie.....	558
B. Les autorités de régulation nationales de l'énergie.....	559
1. Les objectifs généraux de l'autorité de régulation.....	561
2. Les missions et compétences de l'autorité de régulation.....	562
§ 2. La libéralisation du marché gazier.....	567
A. Le transport, le stockage et GNL.....	567
1. La dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de réseau de transport « Ownership unbundling ».....	567
2. La désignation et certification des gestionnaires de réseau de transport.....	569
3. La certification concernant des pays tiers .....	569
4. Les tâches des gestionnaires de réseau de transport d'installation de stockage et d'installation de GNL.....	570
5. Le gestionnaire de réseau indépendant.....	571
B. La distribution et la fourniture du gaz naturel.....	572
1. Les tâches des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel.....	572
2. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution du gaz naturel.....	573
a. La dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	574
b. Les réseaux fermés de distribution.....	576
C. La dissociation comptable et la transparence de la comptabilité.....	577
D. L'organisation de l'accès au réseau.....	578
1. Les conditions générales pour l'accès au réseau.....	578
2. L'accès aux installations de stockage.....	579
3. L'accès aux réseaux de gazoducs en amont.....	579
4. Le refus de l'accès aux réseaux.....	580
5. Les nouvelles infrastructures : interconnexions, installations de GNL ou de stockage.....	581
6. Les conduites directes.....	583
SECTION 2 - Le règlement n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.....	584

§ 1. Les lignes directrices du règlement n° 715/2009.....	584
A. Les tarifs d'accès aux réseaux.....	584
B. Les services d'accès des tiers.....	588
§ 2. La nouvelle organisation du marché gazier par le règlement n° 715/2009.....	590
A. Les nouvelles régulations sur l'organisation du marché gazière.....	590
1. L'attribution des capacités et la gestion de la congestion.....	590
2. Les règles et redevances d'équilibrage.....	593
B. La transparence et la confidentialité dans le marché gazier européen.....	595
1. La transparence des gestionnaires de réseau de transport.....	595
2. La confidentialité des gestionnaires de réseau de transport.....	597
CHAPITRE II - Les effets juridiques du troisième paquet énergie sur le marché gazier en France.....	599
SECTION 1 - Les dispositions relatives à la réorganisation du marché gazier français.....	602
§ 1. La régulation des activités du marché gazier français.....	602
A. Le transport et le distribution du gaz naturel.....	602
1. Le transport du gaz naturel dans le marché gazier en France.....	602
a. L'équilibrage des réseaux de transport.....	603
b. Le plan décennal de développement du réseau de transport.....	603
2. La distribution du gaz naturel dans le marché gazier en France.....	604
B. La commercialisation et le stockage du gaz naturel en France.....	607
1. La commercialisation du gaz naturel dans le marché gazier en France....	607
2. Le stockage du gaz naturel dans le marché gazier en France.....	608
SECTION 2. L'organisation des entreprises de transport du gaz naturel.....	611
§ 1. L'accès aux réseaux gaziers et les tarifs en France.....	615
A. L'accès et le raccordement aux réseaux et installations gaziers.....	615
1. Le droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz.....	615
2. Le raccordement aux réseaux et installations du gaz.....	615
B. Les tarifs d'utilisation des réseaux et de vente du gaz.....	617
1. Les tarifs d'utilisation des réseaux.....	617
2. Les tarifs de vente du gaz.....	618
§ 2. GRTgaz.....	619

A. Le cadre du plan décennal de développement du réseau de transport.....	621
1. L'offre de transport de GRT gaz.....	622
2. L'organisation des entreprises gestionnaires des réseaux publics de distribution de gaz.....	623
B. Les dispositions générales.....	625
1. L'information détenue par les exploitants d'ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou d'installations de gaz naturel liquéfié.....	625
2. La dissociation et transparence de la comptabilité des entreprises gazières....	625
3. Les obligations de service public et protection des consommateurs.....	625
4. La mise en œuvre contractuelle des obligations de service public.....	626
5. Le droit d'accès aux réseaux gaziers et aux installations de gaz naturel liquéfié.....	627
6. La mission de la CRE en ce qui concerne le marché gazier.....	629
CHAPITRE III - Les effets juridiques de la directive 2009/73/CE sur le marché gazier en Turquie.....	631
SECTION 1. Les premières modifications juridiques apportées dans le marché gazier turc.....	634
§ 1. Les modifications dans la loi n° 4646 qui sont déjà en vigueur.....	634
A. Le stockage souterrain du gaz naturel en Turquie.....	634
B. Les décisions d'EPDK concernant le fonctionnement des réseaux gaziers.....	635
§ 2. L'évaluation du projet de loi 2012 par l'Autorité de la concurrence.....	636
A. L'évaluation de la nouvelle structure de BOTAŞ.....	637
B. L'évaluation des transferts des contrats de BOTAŞ.....	637
SECTION 2. L'analyse du projet de loi modifiant la loi sur le marché gazier turc.....	639
§ 1. Les modifications principales à apporter par le nouveau projet de loi.....	640
A. Les modifications dans les activités du marché gazier turc.....	640
1. Les activités du marché gazier en amont et midstream.....	640
2. Les activités du marché gazier en aval.....	642
§ 2. Les autres modifications à apporter par le projet de loi.....	644
A. Les nouvelles dispositions à insérer dans la loi n° 4646.....	644
1. La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.....	644

2. L'opération du marché gazier naturel « EPIAŞ ».....	645
B. Les modifications temporaires à apporter à la loi n° 4646.....	645
1. La nouvelle version de l'article temporaire 2 de la n° 4646.....	645
2. Les autres articles temporaires à insérer dans la loi n° 4646.....	646
CONCLUSION.....	647
<b>CONCLUSION GÉNÉRALE.....</b>	<b>656</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>658</b>
<b>TABLE DES MATIÈRES.....</b>	<b>680</b>