



HAL
open science

Les mécanismes de soutien à la production d'électricité de source renouvelable

Louis de Gaulmyn

► **To cite this version:**

Louis de Gaulmyn. Les mécanismes de soutien à la production d'électricité de source renouvelable. Droit. Université Paris sciences et lettres, 2019. Français. NNT : 2019PSLED023 . tel-03222338

HAL Id: tel-03222338

<https://theses.hal.science/tel-03222338>

Submitted on 10 May 2021

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.



THÈSE DE DOCTORAT

DE L'UNIVERSITÉ PSL

Préparée à l'Université Paris-Dauphine

**LES MÉCANISMES DE SOUTIEN À LA PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ DE
SOURCE RENOUVELABLE**

Soutenue par

Louis de GAULMYN

Le 27 mai 2019

Ecole doctorale n° ED 543

Ecole doctorale de Dauphine

Spécialité

Droit

Composition du jury :

Philippe TERNEYRE

Professeur,
Université de Pau et des Pays de l'Adour *Président*

Gaëlle GUEGUEN-HALLOUËT

Professeur, Université de Brest *Rapporteur*

Catherine RIBOT

Professeure, Université de Montpellier *Rapporteur*

Delphine LEQUATRE

Directrice juridique du
Syndicat des Energies Renouvelables *Examineur*

Claudie BOITEAU

Professeur, Université Paris-Dauphine PSL *Directeur de thèse*

UNIVERSITE PARIS-DAUPHINE PSL

THESE DE DOCTORAT

Ecole Doctorale de Dauphine
Discipline de doctorat : Droit public

Soutenue publiquement le 27 mai 2019, par :
Louis de GAULMYN

**LES MECANISMES DE SOUTIEN A LA PRODUCTION DE
L'ELECTRICITE DE SOURCE RENOUVELABLE**

Devant le jury composé de :

Madame Claudie BOITEAU, Professeur, Université Paris-Dauphine PSL - Directrice

Madame Gaëlle GUEGUEN-HALLOUËT, Professeur, Université de Brest - Rapporteur

Madame Delphine LEQUATRE, Directrice juridique du Syndicat des Energies
Renouvelables

Madame Catherine RIBOT, Professeure, Université de Montpellier - Rapporteur

Monsieur Philippe TERNEYRE, Professeur, Université de Pau et des Pays de l'Adour –
Président du jury

L'université n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse ; ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

REMERCIEMENTS

J'exprime ma profonde gratitude à Mme le Professeur Claudie BOITEAU, pour sa disponibilité, son aide constante et ses précieux conseils, qui ont été déterminants pour mener à bien cette étude.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Mme Delphine LEQUATRE, pour l'encadrement et les conseils apportés au cours de ces années de recherche effectuées au sein du Syndicat des énergies renouvelables.

Je remercie vivement Mme le Professeur Gaëlle GUEGUEN-HALLOUËT et Mme la Professeure Catherine RIBOT d'avoir accepté d'être membres du jury et rapporteuses, et M. le Professeur Philippe TERNEYRE d'avoir bien voulu faire partie du jury de soutenance.

Je remercie également l'ensemble des permanents du Syndicat des énergies renouvelables pour leurs conseils et informations, qui ont été particulièrement utiles dans la rédaction de cette étude.

Je souhaite enfin remercier tous mes proches pour leur patience et leurs encouragements durant ces années de recherche.

LISTE DES ABREVIATIONS

AJDA	Actualité Juridique, Droit Administratif
CAA	Cour administrative d'appel
CJCE	Cour de justice des Communautés européennes
CE	Conseil d'Etat
CESE	Comité économique et social européen
CESE	Comité économique et social et environnemental
CJUE	Cour de justice de l'Union européenne
Cordis	Comité de Règlement des Différends et Sanctions
CRE	Commission de régulation de l'électricité, puis de l'énergie
CSPE	Contribution au service public de l'énergie, puis de l'électricité
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
EDF	Electricité de France
EDF OA	EDF Obligation d'achat
EnR	Energies renouvelables
EPCI	Etablissement public de coopération intercommunale
ERDF	Electricité Réseau Distribution France (devenu Enedis)
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
JORF	Journal officiel de la République française
JOUE	Journal officiel des Communautés puis de l'Union européenne
LTECV	Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte
LDAEE 2014	Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020
LDEE 2008	Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement de 2008
PCAET	Plan climat-air-énergie territorial
R.A.E. – L.E.A	Revue des affaires européennes – Law & european affairs
RFDA	Revue française de droit administratif
RPC	Responsable de périmètre de certification
RTD Eur	Revue trimestrielle de droit européen
RTE	Réseau de transport d'électricité
SRCAE	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
TA	Tribunal administratif

TC	Tribunal des conflits
TCE	Traité instituant la Communauté européenne
TEPOS	Territoire à énergie positive
TFUE	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TICPE	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TPICE	Tribunal de première instance des Communautés européennes
TUE	Traité sur l'Union européenne
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UE	Union européenne

SOMMAIRE

PARTIE I : DES MECANISMES DE SOUTIEN A LA RECHERCHE DE LA CONCILIATION	31
TITRE I : DES PRINCIPES DIRECTEURS, DE LA COHERENCE A LA COMPLEXITE	33
Chapitre I : Un régime initial cohérent.....	35
Chapitre II : Une réforme aux principes directeurs complexes	83
TITRE II : UNE DIFFICILE CONCILIATION DANS LA MISE EN OEUVRE	153
Chapitre I : Une réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien conciliant les différents objectifs poursuivis	155
Chapitre II : Une réforme de l’attribution du bénéfice des mécanismes de soutien structurellement instable.....	223
PARTIE II : DES MECANISMES MIS A L’EPREUVE	291
TITRE I : DES MECANISMES A L’EPREUVE DU DROIT DU MARCHE INTERIEUR	293
Chapitre I : Des mécanismes pérennisés par la jurisprudence.....	295
Chapitre II : Des mécanismes remis en cause par l’encadrement des aides d’Etat	375
TITRE II : DES MECANISMES A L’EPREUVE DU SYSTEME ELECTRIQUE	443
Chapitre I : Une sécurité d’approvisionnement assurée par le mécanisme de capacité.....	445
Chapitre II : Une adaptation aux contraintes de réseau par l’autoconsommation	507

INTRODUCTION GENERALE

1. Après avoir longtemps constitué une part résiduelle de la production et de la consommation énergétique, les énergies renouvelables connaissent une croissance rapide depuis une dizaine d'années. Elles constituent désormais une part non négligeable du mix énergétique français. Leur part dans la consommation finale brute d'énergie¹ est ainsi passée de moins de 10% en 2005 à 16% en 2016², soit une croissance de 9,6 mégatonnes équivalent pétrole (Mtep)³.

2. Cette croissance s'inscrit dans un contexte européen et mondial caractérisé depuis une vingtaine d'années par une volonté politique forte de développer ces énergies. Leur développement apparaît en effet comme un moyen de réduction des émissions de gaz à effet de serre, dont la responsabilité dans le réchauffement climatique d'origine anthropique a été mise en évidence par la communauté scientifique depuis les années 1970⁴. Cette prise de conscience a donné lieu à une première série d'initiatives de la communauté internationale à partir des années 1980. En 1987, le rapport de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement, dit « rapport Brundtland », a mis en avant la notion de « développement durable », défini comme « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la possibilité, pour les générations à venir, de pouvoir répondre à leurs propres besoins* »⁵. Cette publication a été suivie par la création en 1988 du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), dont le premier rapport, publié en 1990, a fortement contribué à alerter l'opinion publique sur les risques liés au réchauffement climatique. Sur cette base, le premier « Sommet de la Terre », tenu à Rio de Janeiro en 1992, a permis l'adoption de la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC)⁶, qui constitue le cadre global des initiatives intergouvernementales visant à répondre aux défis posés par les changements climatiques. Le principal cadre juridiquement contraignant au niveau international en ce domaine reste à ce jour le Protocole de Kyoto⁷, adopté par les Etats signataires de la CCNUCC. Entré en vigueur en 2005, il imposait aux

¹ La consommation finale brute d'énergie comprend l'ensemble des produits énergétiques fournis à l'industrie, aux transports, aux ménages et aux services.

² Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, Édition 2018.

³ Une « tonne d'équivalent pétrole » (tep) équivaut à l'énergie calorifique résultant de la combustion d'une tonne de pétrole brut moyen.

⁴ Notamment à partir de l'article fondateur de Sawyer : Sawyer (J. S.), « Man-made Carbon Dioxide and the "Greenhouse" Effect », *Nature*, 1972, p. 23-26.

⁵ Commission mondiale sur l'Environnement et le Développement, Rapport, *Notre Avenir à Tous*, 1987.

⁶ Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique, Nations-Unies, 1992.

⁷ Protocole de Kyoto à la Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique, Nations-Unies, 1998.

Etats signataires un calendrier de réductions chiffrées et individuelles des émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport au niveau de 1990. Il a ensuite été prolongé par une seconde période d'engagements pour la période 2012-2020 à la conférence de Doha en 2012. Enfin, la 21^e Conférence des parties signataires de la CCNUCC, dite « COP 21 », tenue à Paris en 2015, a abouti à un accord universel pour le climat⁸, visant notamment à contenir l'augmentation de la température moyenne en deçà de deux degrés.

3. L'Union européenne, dont tous les Etats membres ont ratifié le Protocole de Kyoto, s'est engagée à réduire collectivement ses émissions de gaz à effet de serre de 8 % en 2012 par rapport à l'année 1990⁹. Dans ce cadre, le développement des énergies renouvelables est apparu comme un moyen essentiel d'atteindre cet objectif. En effet, ces énergies « *dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement* »¹⁰ sont issues de sources non fossiles, notamment le soleil, le vent, les forces fluviales et maritimes, la biomasse ou la chaleur de la terre. Elles se présentent potentiellement sous trois formes, l'électricité, la chaleur et les biocarburants.

4. La promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables constitue depuis les années 1980 un objectif de la politique communautaire de l'énergie. Ainsi la résolution du Conseil du 16 septembre 1986 concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaire pour 1995¹¹ et la recommandation du Conseil du 9 juin 1988¹² concernant le développement de l'exploitation des énergies renouvelables dans la Communauté plaçaient déjà la promotion des énergies renouvelables parmi les objectifs sectoriels qui devaient orienter l'examen de la convergence et de la cohérence des politiques énergétiques des Etats membres. Cette ambition a trouvé une traduction législative au début des années 2000 sous l'impulsion des engagements pris dans le cadre du Protocole de Kyoto, avec l'adoption d'une première directive fixant à chacun des Etats membres des objectifs nationaux indicatifs de développement de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables¹³.

5. Cette politique de développement des énergies renouvelables s'inscrit depuis le milieu de la décennie 2000 dans le cadre plus général d'une politique énergétique européenne à l'horizon 2020. Ce processus a été engagé par le Livre vert de la Commission « Une stratégie

⁸ Accord de Paris, Nations-Unies, 2015.

⁹ Pour une étude générale sur la politique climatique européenne, voir : Russo (E), *L'Union européenne et le changement climatique : aspects juridiques*, Thèse, Université Panthéon-Assas Paris II, 2015.

¹⁰ Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, Édition 2018.

¹¹ JO C241 du 25.9.1986, p. 1.

¹² JOL 160 du 28.6.1988, p. 46.

¹³ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable »¹⁴, qui visait à définir « *les bases d'une politique européenne de l'énergie* », stratégie validée par le Conseil européen des 23-24 mars 2006. Sur le fondement de la communication de la Commission du 23 janvier 2008 « Deux fois 20 pour 2020 – Saisir la chance qu'offre le changement climatique »¹⁵, et du plan d'action adopté lors du Conseil européen du 12 décembre 2008, ce processus a abouti à l'adoption d'un ensemble d'actes législatifs, dit « paquet énergie-climat ». Celui-ci vise trois objectifs quantitatifs qui doivent permettre à l'Union européenne d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique à l'horizon 2020¹⁶. Le premier est la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport au niveau de 1990, le second l'augmentation à 20 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'Union, et le troisième l'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 %. Conformément aux préconisations du Conseil européen des 23-24 mars 2006, cette politique énergétique vise à « *atteindre, tout en les équilibrant, les trois objectifs que sont la sécurité de l'approvisionnement, la compétitivité et la viabilité environnementale* »¹⁷. La trajectoire de cette politique au-delà de 2020 a été tracée dès 2014 par un « Cadre d'action en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 » sur lequel se sont accordés les Etats membres au sein du Conseil. Ce cadre fixe pour objectifs à l'Union européenne une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % par rapport au niveau de 1990, une part d'au moins 27 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique, et une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 %¹⁸. Sur cette base, la Commission a présenté en novembre 2016 une communication « Une énergie propre pour tous les Européens »¹⁹, accompagnée d'un ensemble de projet de textes législatifs, communément nommé « Paquet d'hiver », qui porte notamment sur la politique de promotion des énergies renouvelables²⁰.

¹⁴ Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final.

¹⁵ Communication de la Commission du 23 janvier 2008, Deux fois 20 pour 2020 - Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM(2008) 30 final.

¹⁶ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ; Directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel ; Règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 instituant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie ; Règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité ; Règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

¹⁷ Conclusions de la Présidence, Conseil européen des 23 et 24 mars 2006, 7775/06, point 44.

¹⁸ Conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014, EUCO 169/14.

¹⁹ Communication de la commission du 30 novembre 2016, « Une énergie propre pour tous les Européens », COM(2016) 860 final.

²⁰ Proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, 23 février 2017, COM(2016) 767 final.

6. Le développement des énergies renouvelables s'insère dans cette politique comme une composante essentielle de l'objectif de « durabilité ». Il s'y inscrit également comme un moyen au service de l'objectif de compétitivité, par la stimulation de l'investissement dans la production énergétique et la recherche et développement. Il y apparaît enfin comme un moyen au service de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, en diversifiant le mix énergétique à l'échelle de l'Union européenne et en permettant l'utilisation de ressources locales non importées²¹. Dans ce cadre, une nouvelle directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a été adoptée en 2009²². Cette directive fixe à chaque Etat membre des objectifs contraignants de part des énergies renouvelables dans la production et la consommation d'énergie totale, de manière à atteindre l'objectif global de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique de l'Union européenne. À cette fin, et dans la continuité de la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, les Etats membres se voient autorisés à recourir à divers « régimes d'aide » en vue de remplir leurs objectifs²³.

7. En France, dans la lignée des technologies de production d'énergie considérées aujourd'hui comme « conventionnelles »²⁴, le développement des énergies renouvelables a bénéficié d'un important soutien des pouvoirs publics. La mise en œuvre de cette politique est passée essentiellement par le subventionnement direct de la production d'électricité renouvelable, au moyen d'un régime de soutien mis en place par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, consistant en un mécanisme de soutien dit de l'obligation d'achat. Ce système imposait à des « acheteurs obligés », EDF et les distributeurs non nationalisés, l'achat de l'électricité d'origine renouvelable produite à un tarif donné, déterminé soit administrativement soit au travers d'un appel d'offres. Ces acheteurs obligés se voyaient ensuite remboursés de la différence entre le prix d'achat et le prix de marché au moyen d'une « contribution au service public de l'électricité » (CSPE) payée par les consommateurs. Ce mode de subventionnement direct a permis une forte croissance de la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable et la constitution de filières économiques dans ce secteur, en premier lieu les filières éolienne et photovoltaïque. La production d'électricité éolienne, quasiment nulle au début des années 2000, est ainsi montée à 20 000 GW en 2015. De même, la production

²¹ Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM 2006) 105 final.

²² Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

²³ *Ibid.*, article 3.

²⁴ Percebois (J), « Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives », *Cahier de recherche*, n° 14.03.107, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, mars 2014.

d'électricité photovoltaïque, très faible jusqu'en 2008, est passée à 8 TWh en 2015²⁵. Cette politique est poursuivie avec constance par les gouvernements successifs. Ainsi, le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) présenté par le Gouvernement le 25 janvier 2019 prévoit un doublement de la capacité installée de production d'électricité renouvelable en 2018 par rapport au niveau de 2017, pour atteindre 102 à 113 GW installés²⁶.

8. Toutefois, le choix qui a été fait de recourir à un système de subventionnement de la production en comblant l'écart avec le coût de marché a eu un certain nombre d'effets pervers. La Cour des comptes, dans son rapport de 2013 sur la politique de soutien aux énergies renouvelables, pointait ainsi plusieurs faiblesses du régime mis en place au début des années 2000.

9. Premièrement, force est de constater que les résultats en matière de croissance de la production d'électricité renouvelable ont été atteints au prix d'un coût important pour le consommateur, parfois mal maîtrisé. Sur un total de 19,5 milliards d'euros engagés par la collectivité pour soutenir le développement des énergies renouvelables entre 2005 et 2013, la CSPE représentait le second poste de dépense, derrière le crédit d'impôt développement durable (CIDD), et connaissait une croissance rapide. Son montant est ainsi passé de 89 millions d'euros en 2005 à 1464 millions en 2011. La politique de soutien à l'électricité renouvelable apparaissait donc comme la cause principale de l'augmentation du coût global du soutien aux énergies renouvelables sur cette période. En outre, puisque le fonctionnement de ce mécanisme de soutien consistait en la conclusion de contrats d'obligation d'achat sur des périodes de quinze ou vingt ans, la Cour des comptes prévoyait, à politique constante, une poursuite de ce rythme de croissance du montant de la CSPE. Cette trajectoire aboutissait à un montant prévisionnel de 7 à 8,6 milliards d'euros par an à l'horizon 2020, soit une charge comprise entre 18,42 €/MWh et 22,63 €/MWh²⁷.

À l'intérieur de ce poste de dépense, elle soulignait en outre la disproportion existante en 2011 entre la part de la production électrique photovoltaïque dans la production d'énergie renouvelable (2,7%) et la proportion de la CSPE liée au soutien aux énergies renouvelables attribuée à cette filière (62%), disproportion due notamment à une bulle spéculative apparue en 2009-2010 dans cette filière²⁸.

10. Deuxièmement, cette politique entraînait un fort coût d'adaptation du réseau de transport et de distribution de l'électricité. Celui-ci est en effet caractérisé, d'une part, par un important obstacle technico-économique au développement du stockage d'électricité à grande

²⁵ Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, Édition 2018.

²⁶ *Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028*, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, 2019.

²⁷ Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, p. 92 à 95.

²⁸ *Ibid.*, p. 92.

échelle en raison du coût prohibitif des technologies existantes, et, d'autre part, par le caractère largement décentralisé de la production d'origine renouvelable. La Cour des comptes estimait ainsi à 5,5 milliards d'euros à l'horizon 2020 les coûts de renforcement et d'extension des réseaux nécessaires à l'injection de cette nouvelle production.²⁹

11. Troisièmement, la politique menée depuis le début des années 2000 avait eu des retombées industrielles insatisfaisantes au regard des dépenses engagées. Notamment, les acteurs nationaux dans les deux filières concentrant la plus grande part du soutien public, celles du solaire photovoltaïque et de l'éolien, s'étaient essentiellement développés en aval, au niveau du développement de projets, et peu en amont, au niveau de la production des équipements nécessaires. Ainsi, la capacité de production française de modules et de cellules photovoltaïques représentait en 2010 moins de 0,5 % de la capacité mondiale de production³⁰. De manière plus générale, les filières industrielles nationales dans le secteur des énergies renouvelables restaient donc peu développées au regard de l'importance du marché français.

12. Compte tenu de ces défaillances, les pouvoirs publics français ont donc engagé, à partir de 2012, une réforme générale de la politique de transition énergétique, qui a abouti avec la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) à une révision en profondeur des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

13. Ces « mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable » regroupent un ensemble d'instruments de politique économique dont le champ peut être sujet à discussion, et qui nécessite un certain nombre de développements pour en préciser le périmètre et le contenu.

14. D'un point de vue scientifique, la notion d'« énergies renouvelables » recouvre l'ensemble des moyens de production d'énergie à partir de ressources considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain. Ces ressources peuvent être soit théoriquement disponibles de manière illimitée, ce qui est le cas notamment de l'énergie solaire, du vent, des forces marines et fluviales, ou encore de l'énergie géothermique, soit se reconstituer sur une échelle de temps similaire à celle de leur consommation, ce qui est le cas notamment de la biomasse. Il est à noter que l'expression communément employée d'« énergies renouvelables » est une commodité de langage. En effet, au sens physique du terme, l'énergie se définit comme « *la grandeur caractérisant un système physique, gardant la même valeur au cours de toutes les transformations internes du système et exprimant sa capacité à modifier l'état d'autres systèmes avec lesquels il entre en interaction* »³¹, définition plus simplement exprimée comme « *la capacité d'un corps ou d'un système à produire du travail*

²⁹ *Ibid.*, p. 96.

³⁰ *Ibid.*, p. 100.

³¹ Dictionnaire Larousse, 2018.

mécanique ou son équivalent »³². L'énergie étant une grandeur, elle n'est pas elle-même renouvelable ou non-renouvelable. Seule la source utilisée pour la produire est ainsi qualifiable. Il est donc plus juste de parler d'« énergies produites à partir de sources renouvelables », ainsi que le fait d'ailleurs le droit de l'Union européenne³³. La directive 2009/28/CE du 23 avril 2009, qui encadre la politique des Etats membres en ce domaine, est ainsi « relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ». Toutefois, suivant l'usage aujourd'hui communément admis, notamment par le droit français³⁴, et afin d'en faciliter la lecture, les énergies produites à partir de sources renouvelables sont dans la suite de cette étude désignées par les termes d'« énergies renouvelables ».

15. D'un point de vue juridique, la notion d'« énergies renouvelables » est plus restrictive. Elle recouvre uniquement l'ensemble des moyens de production d'énergie à partir de ressources renouvelables identifiés comme tels, de manière limitative, par le législateur. Ainsi, aux termes de l'article 2 de la directive 2009/28/CE, la notion d'« énergie produite à partir de sources renouvelables » au sens du droit de l'Union européenne recouvre les énergies produites à partir des sources non fossiles renouvelables, « à savoir : *énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique, marine et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz* ». De même, le code de l'énergie reprend cette liste à son article L.211-2 pour énumérer les « *sources d'énergies renouvelables* ».

16. Les filières de production d'énergie à partir de sources renouvelables abordées dans la présente étude sont celles ainsi qualifiées juridiquement. Six filières peuvent être distinguées dans cet ensemble. Premièrement, la filière éolienne utilise la force du vent pour produire de l'électricité. Deuxièmement, la filière solaire utilise l'énergie photovoltaïque pour produire de l'électricité ou l'énergie solaire thermique pour produire de la chaleur. Troisièmement, la filière hydroélectrique utilise l'énergie de l'eau des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement. Quatrièmement, la filière de la géothermie utilise les différences de température sous la surface de la terre pour produire de la chaleur ou de l'électricité. Cinquièmement, la filière de la biomasse permet de produire des biocarburants, de la chaleur par combustion, et du biogaz par méthanisation, lui-même utilisé pour produire de la chaleur ou de l'électricité. Enfin, la filière des énergies marines comprend les technologies de production d'électricité à partir de l'énergie marémotrice, qui utilise la force des marées, de l'énergie houlomotrice, qui utilise la force des vagues, de l'énergie hydrolienne, qui utilise la force des courants marins, ou de l'énergie thermique, qui exploite l'écart de température entre les fonds et la surface de la mer.

³² Centre National de Ressources Textuelles et Lexicales.

³³ Cour des comptes, Rapport, *Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, p. 13.

³⁴ Code de l'énergie, article L.211-2.

17. La notion de « mécanismes de soutien » appliquée aux énergies renouvelables nécessite également un certain nombre de précisions. La mise en œuvre par les pouvoirs publics français de la politique européenne en matière de développement des énergies renouvelables s'est en effet faite par différents moyens. Ainsi la production de chaleur renouvelable a été essentiellement soutenue au moyen d'un système de subvention à l'investissement, financé par le « fonds chaleur », et les biocarburants l'ont été au moyen d'exonérations fiscales³⁵. Enfin le soutien à la production d'électricité renouvelable est passé par un système de subventionnement direct de la production, mis en place au début des années 2000 par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

18. La présente étude se limite à un aspect spécifique du soutien apporté au secteur des énergies renouvelables, celui des « mécanismes de soutien » qui leur sont dédiés. Ces termes, abondamment et couramment utilisés par la doctrine juridique et la littérature économique, n'ont cependant pas d'existence juridique. Sur le plan du droit de l'Union européenne, cette terminologie n'est en effet utilisée ni par le législateur ni par la Commission. Les institutions européennes utilisent de manière générique les notions d'« interventions publiques »³⁶ ou d'« intervention de l'Etat »³⁷, qui recouvrent l'ensemble des moyens, réglementaires³⁸ ou économiques³⁹, à la disposition des pouvoirs publics permettant de favoriser les énergies renouvelables. Elles utilisent de manière plus spécifique les notions de « régimes d'aides » ou de « régimes de soutien »⁴⁰ pour désigner les instruments utilisés par les Etats membres visant à promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables grâce à la réduction de leurs coûts. Cette catégorie d'instruments regroupe notamment des aides à l'investissement, des exonérations ou

³⁵ Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, p. 44 à 53.

³⁶ Communication de la Commission du 15 novembre 2012, Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, COM(2012) 663 final, p. 14 ; Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final.

³⁷ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

³⁸ *Ibid.*, point 41.

³⁹ *Ibid.*, point 45.

⁴⁰ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, articles 2 et 3 ; Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ; Communication de la Commission du 15 novembre 2012, Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, COM(2012) 663 final, p. 14 ; Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 7.

réductions fiscales, des remboursements d'impôt, l'obligation d'utiliser ces énergies et des systèmes de tarifs de rachat et de primes⁴¹.

Les termes de « mécanismes de soutien » ne sont pas davantage utilisés par le droit interne, qui traite des systèmes de l'obligation d'achat⁴² et du complément de rémunération⁴³ sans les regrouper dans une catégorie spécifique. Le droit interne ne connaît en effet que la notion générique de « dispositifs de soutien », qui englobe de manière large et indéfinie l'ensemble des modes de soutien « *à la production de certaines formes d'énergie et aux économies d'énergie* »⁴⁴.

19. La notion de « mécanismes de soutien » est cependant utilisée couramment, dans un sens précis et constant, par les diverses institutions dans leurs communications et par la doctrine juridique et économique.

20. Elle est ainsi utilisée usuellement par la doctrine de manière distincte de celle de « dispositifs de soutien », pour viser exclusivement les dispositifs de subventionnement de la production d'énergie renouvelable⁴⁵. Cette distinction apparaît également nettement, et de manière plus systématique, dans l'usage que fait de ces notions la Cour des comptes dans ses rapports de 2013 et 2018 sur la politique de soutien aux énergies renouvelables. Cette institution distingue en effet les « mécanismes de soutien », qui visent spécifiquement les systèmes de subventionnement de la production d'énergie renouvelable, à savoir les systèmes d'obligation d'achat et de complément de rémunération⁴⁶, des « dispositifs de soutien » aux énergies renouvelables, qui englobent un périmètre plus large. Ceux-ci comprennent en effet non seulement les « subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation », mais aussi l'ensemble des autres modes de soutien au développement et au déploiement des énergies renouvelables.

⁴¹ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, article 2, k).

⁴² Code de l'énergie, articles L.314-1 à 13.

⁴³ Code de l'énergie, articles L.314-18 à 27.

⁴⁴ Code de l'énergie, article L.142-1.

⁴⁵ Voir notamment : Rousseaux (S), « L'emprise de la logique marchande sur la promotion des énergies renouvelables au niveau communautaire », *Revue internationale de droit économique*, 2005/3, p. 231 ; Bouquet (G), « Les mécanismes de soutien de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables à l'épreuve des articles 87 et 88 du traité relatifs aux aides d'Etat », *AJDA*, 2006, p. 697 ; Percebois (J), « Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives », *Cahier de recherche*, n° 14.03.107, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, mars 2014 ; Napoléon (C), « Les instruments de soutien aux ressources renouvelables sont-ils adaptés pour lutter contre le changement climatique ? », *Pollution atmosphérique*, n° 223, juillet-décembre 2014 ; Fourmon (A), « L'évolution des mécanismes de soutien applicables aux énergies renouvelables pour la transition énergétique : 1^{ers} commentaires sur la notion de complément de rémunération », *Énergie - Environnement - Infrastructures* n° 8-9, août 2015, étude 15.

⁴⁶ Cour des comptes, Rapport, *Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, p. 16, 18, 46 et 47.

Ces autres modalités recouvrent premièrement les « subventions à l'investissement », mises en œuvre au moyen du « fonds chaleur », système qui permet l'octroi de subventions d'investissement attribuées à des projets sélectionnés, de manière forfaitaire ou spécifiquement adaptée.

Cette catégorie vise également les « dispositifs fiscaux », notamment le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), qui permet de déduire de l'impôt sur le revenu une part des dépenses d'équipements destinés à utiliser des énergies renouvelables pour la production de chaleur ou de froid, et le taux de TVA réduit applicable à certains équipements.

Il s'agit enfin des divers « dispositifs de soutien à l'offre » qui visent à soutenir la recherche et développement (R&D) et l'innovation dans certaines filières. Ces dispositifs comprennent tout d'abord des appels à projets de R&D portés par l'agence nationale de la recherche (ANR), l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) et le ministère chargé de l'Ecologie. Ils englobent également la création de « pôles de compétitivité » et d'Instituts pour la transition énergétique (ITE), plateformes interdisciplinaires rassemblant les compétences de l'industrie et de la recherche publique dans une logique de co-investissement et de collaboration public-privé. Ils intègrent enfin le soutien apporté aux démonstrateurs et projets pilotes à travers les appels à manifestation d'intérêt et appels à projets du programme investissement d'avenir (PIA) et les appels à projets Nouvelles technologies émergentes (NTE) de l'ADEME, qui financent des projets de production de chaleur renouvelable au moyen de technologies innovantes⁴⁷.

21. De même, la notion de « dispositifs de soutien » est employée dans cette acception large par l'Administration, tandis que celle de « mécanismes de soutien » est réservée aux systèmes de soutien à la production d'énergie renouvelable par obligation d'achat et complément de rémunération⁴⁸.

22. Enfin, la LTECV se situe dans la continuité de l'acception donnée par la littérature doctrinale et administrative française à la notion de « mécanismes de soutien ». La distinction opérée entre cette notion et les « dispositifs de soutien » se retrouve clairement dans l'usage qui est fait de cette terminologie dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte et dans son étude d'impact⁴⁹.

23. La littérature francophone et la pratique institutionnelle entretiennent ainsi une distinction constante entre « mécanismes de soutien » et « dispositifs de soutien », bien plus nette que celle existante dans la littérature anglo-saxonne entre les notions de « support

⁴⁷ Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, p. 44 à 55 ; Cour des comptes, Rapport, *Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018, p. 43-44.

⁴⁸ *Rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique*, Annexe au Projet de loi de finances pour 2015, p. 128 à 148 ; *Rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique*, Annexe au Projet de loi de finances pour 2016, p. 27 à 47.

⁴⁹ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 12, 18 et 23 ; Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 165.

mechanism »⁵⁰ et de « support scheme »⁵¹, le périmètre de la première notion englobant souvent les diverses incitations fiscales.

24. La présente étude, en portant sur les mécanismes de soutien, limite donc son périmètre aux systèmes de subventionnement des énergies renouvelables. Ce faisant, elle écarte de son champ les autres modes de soutien au développement et au déploiement des énergies renouvelables que sont les subventions à l'investissement, les dispositifs fiscaux incitatifs et les multiples dispositifs de soutien à la R&D et à l'innovation.

25. Relativement à l'analyse de la politique de soutien au développement des énergies renouvelables, le choix de limiter cette étude aux mécanismes de soutien résulte du fait que l'essentiel des évolutions importantes que cette politique a connues ces dernières années se concentre sur le cadre juridique de ces instruments, tandis que les autres dispositifs de soutien n'ont pas été substantiellement modifiés, y compris par la LTECV. Le choix de ce périmètre d'étude permet ainsi d'isoler les éléments en mutation de cette politique pour mettre en lumière les dynamiques juridiques qui agissent sur elle.

26. Le choix de centrer la présente étude sur les mécanismes de soutien emporte deux conséquences concernant la délimitation du périmètre qu'elle couvre.

27. En premier lieu, le choix des mécanismes de soutien comme objet de cette étude implique de facto qu'elle ne porte que sur l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Seul ce type d'énergie est actuellement couvert par des systèmes de subventionnement à la production. La chaleur d'origine renouvelable bénéficie en effet de systèmes de subventionnement à l'investissement et d'incitations fiscales, et les biocarburants bénéficient essentiellement de systèmes d'incitations fiscales à la consommation. Cette étude porte donc sur une part significative, mais néanmoins minoritaire, de la production d'énergie renouvelable en France, en représentant un tiers. En effet, si la production d'électricité renouvelable concentre l'essentiel de l'attention politique et médiatique et bénéficie de ce fait dans l'opinion publique d'une notoriété plus importante que les autres formes d'énergie renouvelable, plus de la moitié de la production d'énergie renouvelable est fournie sous forme de chaleur⁵², tandis que les biocarburants en représentent 10 %⁵³.

⁵⁰ Batlle (C), Perez-Arriaga (I. J.), Zambrano-Barraga (P), "Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing", *Energy Policy*, 2012, p. 212-220 ; Abolhosseini (S), Heshmati (A), "The main support mechanisms to finance renewable energy development", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, p. 876-885.

⁵¹ Albrecht (J), Laleman (J), Vulsteke (E), "Balancing demand-pull and supply-push measures to support renewable electricity in Europe", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, p. 267-277.

⁵² La chaleur d'origine renouvelable comprend les filières de la chaleur solaire, de la géothermie, de la production de chaleur à partir de gaz renouvelable et de biomasse, et le chauffage au bois domestique.

28. En second lieu, ce choix d'objet d'étude implique qu'elle ne porte que sur le soutien apporté à la production d'électricité renouvelable, et non sur le soutien à sa consommation. Si les deux modes de soutien sont en théorie possibles au moyen des mécanismes de soutien, en pratique le choix a été fait en France de limiter à la production le soutien ainsi apporté. Ce choix constant des autorités françaises depuis la mise en place de cette politique au début des années 2000 reflète l'aspect structurant dont est dotée la production énergétique dans toute économie moderne. Dans la mesure où le marché intérieur de l'électricité est achevé, un soutien à la consommation d'électricité renouvelable sur le territoire national implique que son coût pour les finances publiques est susceptible de bénéficier à une production dans un autre Etat membre. Le seul bénéficiaire pour l'Etat octroyant l'aide est celui de voir la part de l'électricité d'origine renouvelable dans sa consommation énergétique nationale croître, conformément à ses engagements communautaires. En revanche, le soutien direct à la production permet de concentrer le soutien apporté sur les installations de production situées sur le territoire national. Il facilite ainsi la maîtrise par les pouvoirs publics de l'évolution du mix énergétique national et de la répartition géographique de la production d'électricité, tout en permettant d'encourager plus directement le développement de filières industrielles nationales. Le choix du soutien direct à la production correspond ainsi à une vision politique plus large, qui intègre non seulement l'objectif de développement de la production d'électricité renouvelable, mais aussi des considérations de sécurité d'approvisionnement, d'aménagement du territoire et de développement économique.

29. Le champ d'étude ainsi délimité appelle enfin certaines précisions. Il peut en effet admettre des périmètres variables selon l'acception retenue.

Une première acception, restrictive, est centrée sur la production d'électricité renouvelable considérée en tant que telle, c'est-à-dire indépendamment du contexte dans lequel elle est insérée. Dans cette perspective, le périmètre de l'objet de cette étude se limite aux mécanismes de soutien visant exclusivement à accroître la production d'électricité renouvelable. Il ne porte donc que sur les deux éléments techniques qui composent ces mécanismes, à savoir les modes de fonctionnement des aides et leurs modes d'octroi.

Une seconde acception, plus large, considère la production d'électricité renouvelable en tant qu'élément d'un système énergétique complexe et évolutif. Dans cette perspective, le périmètre de l'objet de cette étude englobe également les aspects des mécanismes de soutien qui, poursuivant d'autres finalités que l'accroissement de cette production, visent à adapter le fonctionnement du système énergétique pour y intégrer cette nouvelle production.

30. L'adoption de cette seconde acception s'impose pour donner une compréhension complète de l'ensemble des dimensions des mécanismes de soutien qui visent, directement ou indirectement, l'augmentation de la production d'électricité renouvelable. La présente étude

⁵³ Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, Édition 2018.

intègre donc dans son champ tout d'abord l'évolution du mécanisme de capacité. Ce mécanisme, qui porte également sur les installations de production d'électricité renouvelable, a en effet pour finalité de garantir la disponibilité d'un certain nombre de capacités de production d'électricité malgré la fragilisation de leur modèle économique due aux caractéristiques de la rentabilité des installations de production d'électricité renouvelable. Elle intègre ensuite la mise en place du régime de l'autoconsommation, qui comprend un mode particulier de soutien à la production d'électricité renouvelable. Celui-ci vise en effet à réduire l'impact de la croissance de la production d'électricité renouvelable, souvent décentralisée, sur les coûts de renforcement des réseaux de transport et de distribution.

31. Les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable inclus dans le périmètre ainsi défini connaissent depuis quelques années d'importantes mutations. Ces réformes visent à répondre aux multiples contraintes que rencontre la politique de développement des énergies renouvelables dont ils sont les instruments.

32. Ces réformes constituent l'aboutissement d'un processus lancé en 2012 dans le cadre plus large de la « transition écologique ». Faisant suite au Grenelle de l'environnement, considéré comme insuffisant pour aller vers une « société de la sobriété »⁵⁴, la « Feuille de route pour la transition écologique », établie par le Gouvernement suite à la Conférence environnementale sur le développement durable des 14 et 15 septembre 2012, couvrait cinq thématiques, la transition énergétique, la biodiversité, les risques sanitaires environnementaux, la fiscalité verte et la gouvernance environnementale⁵⁵, déclinées ensuite par des lois spécifiques. La LTECV avait ainsi pour objet de donner forme au volet de la transition énergétique, c'est-à-dire la réduction du poids des hydrocarbures et du nucléaire dans l'économie au profit des sources renouvelables et des économies d'énergie. Cette transition, suivant les termes du ministre chargé de l'énergie, « *dans l'ensemble de la transition écologique (...), apparaît particulièrement structurant* »⁵⁶. Au sein de ce processus, le développement des énergies renouvelables a été mis en avant par le Gouvernement comme l'un des deux « *gisements majeurs d'innovations, de performances économiques, d'emplois et de qualité de vie* » sur lesquels reposait le projet de loi⁵⁷. Cet aspect de la transition énergétique a été guidé par trois objectifs poursuivis par les pouvoirs publics. Le premier visait, conformément aux objectifs fixés par la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, à augmenter la part des énergies renouvelables dans la production et la consommation d'énergie au niveau national. Les deux autres, répondant aux défaillances de la politique menée depuis le début des années 2000, visaient d'une part à limiter le coût de ce

⁵⁴ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 17.

⁵⁵ Feuille de route pour la transition écologique, septembre 2012.

⁵⁶ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 18.

⁵⁷ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 4.

soutien pour le contribuable et le consommateur en accélérant la baisse des coûts de production des énergies renouvelables, et d'autre part à constituer des filières industrielles créatrices d'emploi en France dans le domaine des énergies renouvelables.

33. Cependant, si la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables est issue d'une volonté politique nationale, la forme qu'elle a prise résulte en grande partie de la conjonction du processus de la transition énergétique avec une évolution, indépendante mais concomitante, de la politique de la Commission en matière d'encadrement des aides d'Etat.

34. Dans une communication du 8 mai 2012 « Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat »⁵⁸, la Commission avait annoncé vouloir réviser les lignes directrices concernant les aides d'Etat alors en vigueur en suivant « *une approche générale fondée sur le renforcement du marché intérieur et l'accroissement de l'efficacité des dépenses publiques* ». Elle a ensuite détaillé, dans une communication du 6 juin 2012 « Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie »⁵⁹, les grandes perspectives relatives aux énergies renouvelables qu'elle entendait suivre dans la conception des nouvelles lignes directrices en vue de poursuivre leur intégration au marché intérieur.

35. Au terme d'une consultation de plus de deux années, la Commission a donc publié le 9 avril 2014 de nouvelles lignes directrices en matière d'aide d'Etat dans les domaines de l'environnement et de l'énergie. Fondé sur la compétence de contrôle de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur que lui attribue l'article 108, paragraphes 1 et 3, du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), cet instrument juridique permet à la Commission d'énoncer les critères et conditions selon lesquelles elle apprécie la compatibilité de ces aides. Ce nouveau cadre s'appuie sur l'objectif de l'Union européenne d'une compétitivité de l'énergie produite à partir de sources renouvelables au cours de la période comprise entre 2020 et 2030 pour imposer, notamment, un certain nombre de conditions spécifiques aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables qui ont pour objet d'assurer « *le passage à une distribution efficace au regard des coûts à travers des mécanismes fondés sur le marché* »⁶⁰. À cette fin, ces conditions visent à limiter les distorsions créées sur le marché de l'électricité par les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à renforcer l'efficacité économique de ces mécanismes eux-mêmes⁶¹.

⁵⁸ Communication de la Commission du 8 mai 2012, Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat, COM(2012) 209 final.

⁵⁹ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final.

⁶⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 108.

⁶¹ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139, p. 34.

36. Dans la mesure où les mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable mis en place en France ont progressivement été qualifiés d'aides d'Etat, leur réforme s'est effectuée avec en arrière-fond le cadre établi par les règles des Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (LDAEE 2014), dont les premières sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016.

37. L'évolution des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable se situe ainsi à la confluence de deux mouvements de réforme autonomes l'un de l'autre, relevant d'ordres juridiques différents et poursuivant des objectifs différents.

38. À la lumière des documents préparatoires et des débats parlementaires, les dispositions de la LTECV portant sur les mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable apparaissent adoptées dans un contexte de tension entre les objectifs poursuivis respectivement par les pouvoirs publics français et par la Commission européenne. Cette tension s'observe également dans les nombreux textes de natures législative et réglementaire adoptés ultérieurement en vue de mettre en œuvre ses dispositions. Ceux-ci tiennent en effet une place importante dans l'évolution étudiée, dans la mesure où le législateur a fait dans cette loi un usage important du renvoi aux textes d'application. Ainsi, si la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables est bien contenue dans la LTECV elle-même, ce n'est pour une grande partie qu'en puissance seulement. Ses potentialités n'ont été véritablement actualisées qu'au fur et à mesure de l'adoption des multiples textes d'application, qui ont adapté l'ambition initiale du législateur aux circonstances juridiques, économiques et techniques. Ce n'est donc qu'au terme de l'étude tant de la phase préparatoire que de la phase de mise en œuvre de cette loi que peut être analysée la manière dont la réforme opérée intègre dans un tout cohérent les différents principes issus de sources différentes. Une remarque d'ordre terminologique s'impose ici. En effet, ces « principes » que la LTECV a pour objet d'harmoniser et auxquels il est fait référence dans la suite de cette étude ne sont pas de nature juridique, en ce sens que leur respect serait contrôlé par le juge, mais de nature politique. Ils peuvent être définis comme les règles fondamentales que les institutions de l'Union européenne et le législateur national cherchent à faire appliquer dans la structuration des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

39. Toutefois, la pérennité du régime juridique des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable institué au terme de cette réforme est elle-même remise en question par l'évolution du cadre juridique et systémique dans lequel il s'inscrit.

40. En premier lieu, le recours de plus en plus fréquent des Etats membres aux mécanismes de soutien d'une part, l'achèvement du marché intérieur de l'électricité d'autre part, ont amené la Cour de justice de l'Union européenne et la Commission européenne à faire évoluer l'application du droit du marché intérieur à ces instruments afin de ne pas remettre en cause le processus d'intégration du marché. Ce contexte a entraîné l'émergence de nouvelles questions relatives à la compatibilité de ces mécanismes de soutien avec les dispositions du droit primaire de l'Union européenne.

41. La question de leur compatibilité se pose tout d'abord avec les dispositions du TFUE relatives à la libre circulation des marchandises. En effet, les autorités françaises limitant le bénéfice des mécanismes de soutien aux installations de production d'électricité renouvelable situées sur le territoire national, l'aide apportée désavantage mécaniquement l'électricité renouvelable importée. Dans ces conditions, la pérennité de ces instruments est étroitement dépendante de la possibilité de la justification de l'entrave à la libre circulation des marchandises qu'ils constituent.

42. Par ailleurs, les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place en France, dans la mesure où ils ne s'appliquent pas indistinctement à tous les producteurs, favorisent nécessairement les entreprises bénéficiaires au détriment de leurs concurrents non-bénéficiaires. Compte tenu du poids économique croissant de ces mécanismes, les institutions européennes ont été amenées à les qualifier systématiquement d'aides d'Etat afin d'éviter que l'aide apportée ne demeure hors du contrôle exercé par la Commission et ne remette en cause l'effectivité de l'intégration du marché intérieur de l'électricité. Dans ce contexte, la pérennité du recours à ces mécanismes dépend de leur compatibilité avec le droit primaire de l'Union européenne. Cette question se pose avec d'autant plus d'acuité que la jurisprudence de la Cour a progressivement conféré aux lignes directrices par lesquelles la Commission encadre sa propre compétence de contrôle de la compatibilité des aides d'Etat une réelle force contraignante pour les Etats membres. Il résulte de ce cadre juridique que la compatibilité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable est en pratique étroitement dépendante de l'interprétation faite par la Commission des dispositions du TFUE relatives aux aides d'Etat. Cette évolution jurisprudentielle attribue ainsi à la Commission la capacité d'exercer une influence déterminante sur les Etats membres dans le choix des modalités de fonctionnement et d'attribution du bénéfice de ces mécanismes.

43. En second lieu, la mise en œuvre de ces mécanismes de soutien entraîne un développement important de la production d'électricité renouvelable. Or, les caractéristiques de cette production, à savoir son caractère décentralisé, sa commandabilité variable et son coût de production marginal souvent faible, diffèrent de celles de la production « conventionnelle » d'électricité. En conséquence, l'injection d'une quantité croissante de cette production dans le système électrique est susceptible de remettre profondément en cause l'équilibre de celui-ci.

44. D'une part, cette nouvelle production remet directement en cause le mode de rémunération des installations qui garantissent une sécurité d'approvisionnement suffisante. Ce mode de rémunération était en effet initialement fondé sur le principe que les acteurs du marché ne devaient être rémunérés que pour l'électricité effectivement produite, selon un modèle postulant que la hausse du prix d'équilibre durant les pics de consommation permet de rentabiliser certaines unités de production sur un petit nombre d'heures annuelles de production. Cependant, le coût de production marginal souvent très faible des installations de

production d'électricité renouvelable a pour conséquence directe de les placer en priorité dans le « merit order » des installations appelées par les gestionnaires de réseaux lors de ces périodes. La rentabilité des installations de production conventionnelles nécessaires à la couverture des périodes de pointe s'en trouve mécaniquement réduite d'autant, sans que les installations de production d'électricité renouvelable ne puissent toutes offrir la même garantie de disponibilité du fait du caractère non commandable de certaines filières. La croissance de la production d'électricité renouvelable a donc entraîné un risque concernant la sécurité d'approvisionnement, posant la question d'un seuil limite de progression de la part de l'électricité renouvelable dans la production totale.

45. D'autre part, l'injection croissante d'électricité renouvelable dans les réseaux pose de nouveaux enjeux en raison de son caractère largement décentralisé, souvent à une petite échelle. En effet, cette nouvelle production se développe dans le cadre d'un réseau de transport et de distribution de l'électricité organisé selon le modèle d'une production centralisée et d'une consommation décentralisée. Au contraire, la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable suppose la capacité de ce système à accueillir, tant sur le réseau de transport que sur le réseau de distribution, une production très variable, imparfaitement prévisible et fortement décentralisée. Dès lors la pérennité de cette politique est remise en question par le coût des travaux de renforcement et de redimensionnement des réseaux qu'elle induit.

46. Ces différents enjeux font peser autant d'interrogations sur la pérennité du régime juridique actuel des mécanismes de soutien. Or, la stabilité de ces mécanismes est une question centrale pour le développement d'un grand nombre de filières de production d'électricité renouvelable et pour la rentabilité des entreprises qui portent les projets d'installations de production ou les exploitent. Deux épisodes en particulier ont démontré l'importance économique prise par cette question depuis la fin des années 2000. Tout d'abord, le développement d'une bulle spéculative dans la filière photovoltaïque, due à une divergence entre la rentabilité des installations de production et le niveau du soutien apporté, suivi de la suspension de l'obligation d'achat en décembre 2010 et du réajustement du niveau des tarifs d'achat en mars 2011, a entraîné la suppression de plusieurs milliers d'emplois spécialisés dans le développement de projets de production d'électricité photovoltaïque⁶². Ensuite, l'annulation en mai 2014 d'un arrêté tarifaire dans la filière éolienne six ans après sa publication, faute d'avoir été notifié à la Commission européenne, a entraîné l'obligation pour les bénéficiaires de rembourser l'équivalent des intérêts dont ils auraient dû s'acquitter s'ils avaient emprunté sur le marché bancaire un montant équivalent sur la même période, montant estimé à près de cinquante millions d'euros⁶³.

⁶² Balland (N), « Photovoltaïque français : "échec solaire" », *Les Echos*, 22 avril 2013.

⁶³ Roussel (F), « La filière éolienne a payé sa dette », *Actu Environnement*, 2 février 2017.

47. Compte tenu de cet état de fait, l'analyse de la capacité du régime des mécanismes de soutien à répondre aux enjeux posés par le contexte juridique et systémique dans lequel ceux-ci s'inscrivent est à court et moyen termes d'un intérêt non négligeable sur les plans économique, social et politique, avec des conséquences sensibles en termes d'organisation de la production énergétique sur le territoire national, de structuration de filières industrielles, de coût de l'énergie pour le consommateur, ou encore de maîtrise par les pouvoirs publics du mix énergétique.

48. La question centrale à laquelle cette étude vise à apporter une réponse est donc de savoir comment la politique de développement de la production d'électricité renouvelable menée au moyen des mécanismes de soutien s'adapte aux contraintes juridiques et systémiques auxquelles elle doit faire face.

49. La politique de développement de la production d'électricité renouvelable a été réformée en profondeur afin de corriger plusieurs défaillances du système en vigueur depuis le début des années 2000. Les pouvoirs publics nationaux ont cependant été amenés à prendre en compte dans la mise en œuvre de cette ambition un certain nombre de principes de fonctionnement et d'attribution des mécanismes de soutien imposés par la Commission européenne. En comparaison avec le régime juridique antérieur, le cadre mis en place par la LTECV se caractérise par une complexification dans ses « principes directeurs » et une tension certaine dans son application. Cette évolution est symptomatique de la difficulté de la recherche par les pouvoirs publics nationaux d'un équilibre entre les principes imposés par la Commission à travers l'encadrement des aides d'Etat et leur volonté de protéger certains intérêts politiques et économiques nationaux (Partie I).

50. La réforme lancée par la LTECV vise à accroître l'efficacité de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable menée au moyen des mécanismes de soutien. Cependant, ce mode de soutien doit faire face à plusieurs problématiques qui remettent en question sa pérennité. Le recours croissant qui y est fait par les Etats membres s'inscrit dans le cadre d'un marché intérieur de l'électricité achevé, ce qui renouvelle la question de la compatibilité de ces mécanismes avec le droit du marché intérieur. Par ailleurs, la mise en œuvre de ces mécanismes de soutien entraîne un développement important de la production d'électricité renouvelable, dont les caractéristiques différentes de celles de la production conventionnelle d'électricité remettent en cause l'équilibre du système électrique. Les pouvoirs publics cherchent donc à intégrer ces enjeux dans l'évolution actuelle des mécanismes de soutien afin de rendre admissible, au regard du fonctionnement du système électrique, la poursuite de la croissance de la production d'électricité renouvelable (Partie II).

PARTIE I : DES MECANISMES DE SOUTIEN A LA RECHERCHE DE LA CONCILIATION

51. La réforme de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable menée en France dans le cadre de la transition énergétique a d'abord pris la forme d'une révision des mécanismes apportant un soutien direct à cette production. Plus précisément, ce premier aspect s'est traduit par une évolution à la fois du fonctionnement de ces mécanismes et de leurs modes d'attribution. Cette réforme s'est faite en deux grandes phases, qui s'étendent sur plusieurs années, de 2014 à 2017 environ. Durant cette période, les pouvoirs publics français sont passés de la définition des objectifs à atteindre et du constat des contraintes issues du droit de l'Union européenne à la mise en place d'un régime juridique visant à équilibrer à travers ses nombreuses dispositions, parfois très techniques, les principes imposés par la Commission européenne et ceux dérivés des objectifs définis au niveau national.

52. Un premier temps, qui correspond à la phase de discussion et d'adoption de la LTECV elle-même, a donné lieu à un important débat politique. Celui-ci a porté d'une part sur la manière d'adapter le droit interne aux évolutions des conditions de fonctionnement et d'octroi des aides d'Etat aux énergies renouvelables imposées par la Commission européenne à travers les LDAEE 2014. Il a porté d'autre part sur les objectifs devant guider la politique française en matière de développement des énergies renouvelables. Il en a résulté un équilibre entre un certain nombre de « principes directeurs », liés entre eux par des relations de compatibilité ou de contradiction. L'économie générale de cette réforme est à mettre en regard avec celle du régime antérieur afin d'en faire apparaître toutes les spécificités et les enjeux que pose le système de soutien ainsi mis en place. À cette lumière en effet, le régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable apparaît caractérisé par une grande complexification de ses « principes directeurs » (Titre I).

53. Un second temps de la réforme des mécanismes de soutien, qui correspond à la mise en œuvre des dispositions de la loi portant sur les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, a donné lieu à de nombreux débats techniques sur les plans juridique et économique, portant sur l'application optimale des objectifs affichés par le législateur. Or, en pratique, c'est en grande partie dans cette seconde phase que la réforme a pris sa signification définitive. En effet, d'une part, le législateur a fait le choix de donner une grande place au pouvoir réglementaire dans l'application de la réforme engagée par la LTECV. D'autre part, il a établi dans cette loi un équilibre incomplet entre les principes imposés par la Commission européenne et ceux mis en avant par les pouvoirs publics français. C'est par conséquent dans la phase d'organisation du fonctionnement technique des mécanismes de soutien que se sont révélées toutes les difficultés de la conciliation entre leurs « principes directeurs » (Titre II).

TITRE I : DES PRINCIPES DIRECTEURS, DE LA COHERENCE A LA COMPLEXITE

55. Les régimes des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place successivement dans le droit français par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité puis par la LTECV ont traduit sur le plan juridique un certain nombre d'objectifs politiques qui orientent et structurent la politique française de développement de ces énergies.

56. La compréhension de ces « principes directeurs » de nature politique est essentielle à l'analyse de l'économie générale de la réforme réalisée par la LTECV. En effet, l'importance donnée à chacun de ces principes par le législateur, et les relations de primauté ou d'équilibre entre eux qui en résultent, déterminent la stabilité et l'orientation des évolutions du système français de soutien à la production d'électricité renouvelable.

57. Le régime des mécanismes de soutien qui a été réformé par la LTECV a été caractérisé jusque-là par une grande stabilité, due à deux facteurs essentiels. Tout d'abord, sa compatibilité juridique avec le droit dérivé communautaire a été assurée par l'utilisation, dans le droit interne, des instruments juridiques instaurés par les diverses directives communautaires encadrant le soutien apporté à la production d'électricité renouvelable. Ce premier aspect s'est accompagné, sur le plan politique, d'une absence de contradiction entre les « principes directeurs » de la politique énergétique française et de la politique communautaire de développement des énergies renouvelables, assurée par le fait que cette dernière est précisément issue de compromis entre les différentes institutions communautaires, et notamment le Conseil. Une certaine cohérence interne a ainsi caractérisé le régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place à partir du début des années 2000, et qui est resté en vigueur jusqu'à la réforme effectuée à partir de 2015 (chapitre I).

58. La réforme du système français des mécanismes de soutien effectuée par la LTECV est plus complexe à appréhender. Cette complexité reflète l'importance économique prise en quinze ans par le secteur des énergies renouvelables, en matière d'impact sur la croissance économique et sur les finances publiques, sur l'équilibre des réseaux énergétiques et sur le fonctionnement du marché intérieur. En effet, le régime juridique issu de cette réforme majeure est le résultat d'un équilibre établi par le législateur entre d'un côté plusieurs objectifs imposés au niveau du droit de l'Union européenne par la Commission, et d'un autre côté des objectifs poursuivis par le Gouvernement français. Toutefois, il résulte de la multiplicité de ces objectifs que les « principes directeurs » qui structurent le régime juridique mis en place à partir de 2015 sont en partie structurellement contradictoires entre eux, créant un cadre à l'évolution incertaine (chapitre II).

Chapitre I : Un régime initial cohérent

59. Le régime juridique des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place en France au début de la décennie 2000 n'a connu jusqu'à la LTECV que des réformes mineures. Cette stabilité s'explique par deux caractéristiques de ce régime, qui ont assuré sa cohérence interne.

60. Ce régime s'est développé en application de la politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable, mise en place progressivement à partir de 1996 dans le cadre du marché intérieur. D'un côté, la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, intégrée à la politique de l'environnement, vise à encadrer les politiques nationales en ce domaine. D'un autre côté, la politique du marché intérieur de l'électricité vise à harmoniser le cadre juridique du marché dans lequel ces énergies s'échangent. La compatibilité des mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres conformément à la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable avec le droit du marché intérieur est par conséquent une condition essentielle du développement de ces nouvelles énergies. En veillant à développer la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable dans le cadre du marché intérieur, et réciproquement à prendre en compte la première dans la mise en place du second, le législateur communautaire a permis d'assurer la compatibilité du cadre juridique des mécanismes de soutien mis en place en France avec le droit du marché intérieur (Section I).

61. La manière dont cette compatibilité juridique a été réalisée est étroitement liée à la manière dont une certaine compatibilité a été assurée entre les principes directeurs des politiques de soutien à la production d'électricité renouvelable communautaire et nationale. En effet, cette politique communautaire a été mise en place par des actes de droit dérivé, proposés par la Commission mais adoptés par le législateur communautaire. Les orientations de cette politique résultent donc d'un compromis entre ces différentes institutions et préservent ainsi les prérogatives nationales majeures défendues par les Etats membres. Par conséquent, les pouvoirs publics français ont pu établir en droit interne un régime juridique des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable assurant une transposition satisfaisante des directives relatives à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Le régime ainsi mis en place en France au début de la décennie 2000 a donc bénéficié d'un contexte de grande cohérence politique, qui a évité qu'il ne soit régulièrement remis en cause par les institutions communautaires ou par les pouvoirs publics français (Section II).

Section I : Une compatibilité juridique assurée

62 La politique de soutien aux énergies renouvelables se situe à l'intersection de trois politiques de l'Union européenne, les politiques de l'énergie, de l'environnement et du marché intérieur. Cette situation est due au fait que jusqu'au Traité de Lisbonne le droit communautaire a été caractérisé par l'absence d'une « politique de l'énergie » en tant que telle. Cette situation est éminemment paradoxale puisque l'énergie se trouve être à l'origine de la construction européenne⁶⁴. Elle s'expliquait historiquement comme étant un héritage de la répartition des domaines appréhendés par l'intégration européenne entre le Traité instituant une communauté économique européenne d'une part, et le Traité instituant la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) du 18 avril 1951 et le Traité instituant la communauté européenne de l'énergie atomique (CEEA ou Euratom) du 25 mars 1957 d'autre part, ces deux derniers traitant spécifiquement des questions énergétiques. Le fait que l'intégration européenne se soit faite sur le fondement du Traité de Rome, muet sur la question énergétique, a donc eu pour conséquence de rendre très difficile le développement d'une politique énergétique commune à part entière.

63 Le traité de Maastricht a, pour la première fois, intégré une référence explicite à des mesures relatives au secteur de l'énergie⁶⁵, sans pour autant instituer une politique sectorielle. Faute de base juridique spécifique, la Commission a eu recours à diverses « solutions de remplacement » en termes de bases juridiques pour développer une réglementation communautaire en matière énergétique⁶⁶. Cette politique communautaire s'est donc développée progressivement, simultanément et concurremment à travers les deux politiques communautaires affectées par cette question, la politique de l'environnement et la politique du marché intérieur. D'un côté la politique de soutien aux énergies renouvelables a été intégrée à la politique de l'environnement. De l'autre côté, le législateur communautaire a constamment veillé à préciser qu'elle se développait aussi dans le cadre du marché intérieur, lié aux questions énergétiques en raison de la place du marché de l'énergie dans les échanges commerciaux entre les Etats membres.

64 Le législateur communautaire a donc pris en compte la construction parallèle de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable dans les trois directives⁶⁷ adoptées successivement en vue de mettre en place le marché intérieur de l'électricité. Leurs dispositions ont ainsi progressivement été rédigées de manière à donner aux Etats membres les moyens de mettre en œuvre les mécanismes de soutien nécessaires à l'application de cette politique (I).

⁶⁴ Petit (Y), « A la recherche de la politique européenne de l'énergie », *RTD Eur.* 2006, p. 593-620.

⁶⁵ Traité sur l'Union européenne, article 3.

⁶⁶ Petit (Y), « A la recherche de la politique européenne de l'énergie », *RTD Eur.* 2006, p. 593-620.

⁶⁷ Directives 96/92/CE, 2003/54/CE et 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

65. Cette intégration de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable à la politique du marché intérieur a donné au législateur français les moyens d'instaurer des mécanismes de soutien compatibles avec le droit dérivé de l'Union européenne, tant dans ses aspects relatifs à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et que dans ceux relatifs au marché intérieur de l'électricité (II).

I/ Une politique de soutien à la production d'électricité renouvelable intégrée à la politique du marché intérieur

66. La politique de soutien à la production d'électricité renouvelable s'est développée dans le cadre de la politique du marché intérieur, liée aux questions énergétiques en raison de la place du marché de l'énergie dans les échanges commerciaux entre les Etats membres.

67. Trois directives⁶⁸ mettant en place le marché intérieur de l'électricité ont été successivement adoptées sur le fondement de l'article 95 CE, qui fonde la compétence générale du Conseil pour arrêter les mesures relatives au rapprochement des législations ayant pour objet l'établissement et le fonctionnement du marché intérieur. Si ces mesures ne visaient pas spécifiquement la production d'électricité renouvelable, elles l'ont cependant impactée en établissant le cadre réglementaire de ses mécanismes de soutien.

68. Dans la mise en place du marché intérieur de l'électricité, le législateur communautaire a tout d'abord fait du respect des obligations de service public de l'énergie un de ses objectifs (B), puis a institué un ensemble d'instruments juridiques visant notamment à accompagner la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable (B).

A/ Une intervention des pouvoirs publics fondée sur la notion de « service public » de l'énergie

69. La politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, initialement développée comme une composante de la politique du marché intérieur, a ensuite été rattachée à la politique de l'environnement tout en continuant à se développer « dans le cadre » du marché intérieur de l'énergie. Compte tenu de ce contexte juridique, le marché intérieur de l'électricité a lui-même été mis en place de manière à rendre possible les politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette adaptation s'est traduite par l'introduction de la notion de « service public » de l'énergie (1) et par le

⁶⁸ *Ibid.*

renforcement progressif du lien entre cette notion et la politique de développement de la production d'électricité renouvelable (2).

1) Une notion admise dans le droit du marché intérieur

70. La politique de soutien aux énergies renouvelables a dès l'origine été développée dans le cadre de la politique du marché intérieur, et initialement comme une de ses composantes. Le Livre vert de 1996 préconisait ainsi de renforcer les politiques communautaires affectant le développement de la production d'énergie à partir de sources renouvelables en recourant aux dispositions des traités relatives au marché intérieur⁶⁹. Cette position a été reprise par le Livre blanc de 1997, qui prévoyait de s'appuyer essentiellement sur la politique de la concurrence⁷⁰. Ce n'est qu'avec la directive 2001/77/CE que, contrairement à ce que prévoyait le projet de la Commission, la politique de soutien aux énergies renouvelables a été définie comme l'une des composantes de la politique de l'environnement et non du marché intérieur. La politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, même rattachée à la politique de l'environnement, s'est cependant développée « dans le cadre » du marché intérieur de l'électricité, c'est-à-dire que les instruments mis en place par les Etats membres en vue de soutenir cette production sont tenus d'être compatibles avec celui-ci⁷¹. La directive 2001/77/CE indiquait notamment que le cadre communautaire à venir devrait « être compatible avec les principes du marché intérieur de l'électricité »⁷².

71. Compte tenu de cette relation, le législateur communautaire a intégré dans le droit dérivé visant à libéraliser le marché de l'électricité la notion de « service public de l'énergie », qui permet de fonder juridiquement l'encadrement par les Etats membres de la production d'électricité renouvelable et le soutien qui y est apporté. L'objectif était d'apporter une réponse politiquement acceptable au contexte de la fin des années 1990, dominé par des prévisions de raréfaction et de renchérissement de l'énergie, qui imposait donc de permettre aux Etats de garantir la fourniture d'un service d'intérêt général de qualité, fût-ce au détriment de l'objectif de libéralisation complète des marchés.

⁶⁹ Communication de la Commission du 20 novembre 1996, Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre vert pour une stratégie communautaire, COM (96) 576 final, p. 4.

⁷⁰ Communication de la Commission du 26 novembre 1997, Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables, Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires, COM (97) 599 final, p. 24.

⁷¹ Rousseaux (S), « L'emprise de la logique marchande sur la promotion des énergies renouvelables au niveau communautaire », *Revue internationale de droit économique*, 2005/3, p. 231.

⁷² Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, article 4, paragraphe 2.

72. La notion de « service public de l'énergie » a été admise par le législateur communautaire dès la directive 96/92/CE. Son article 3, paragraphe 2, emploie l'expression « obligations de service public dans l'intérêt économique général », laquelle concilie la notion française de « service public » et la notion européenne d' « intérêt économique général ». Cette conception de l'intérêt général est en effet plus large que la simple notion de « service universel ». Elle comprend ainsi un nombre important d'obligations de service public, à savoir la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et le prix de la fourniture, et la protection de l'environnement.

73. Cette notion constitue le fondement du droit des Etats membres à imposer aux entreprises des obligations visant à soutenir le développement de la production d'électricité renouvelable, et à planifier le développement de cette production. L'article 3, paragraphe 2, de la directive 96/92/CE, repris par les directives suivantes, disposait ainsi, d'une part, que « *les Etats 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 protection de l'environnement* » et, d'autre part, que « *comme moyen pour réaliser les obligations de service public précitées, les Etats membres qui le souhaitent peuvent mettre en œuvre une planification à long terme* ».

2) Une notion développée en lien avec la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable

74. Le lien entre les dispositions relatives aux obligations de service public et à la planification de long terme d'un côté, et la politique de développement de la production d'électricité renouvelable de l'autre, initialement ténu, a été renforcé au fil des directives successives.

75. Les relations entre la politique du marché intérieur de l'énergie et la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable montrent une évolution très nette au fil des directives successives. La directive 96/92/CE indiquait que l'établissement du marché intérieur de l'électricité visait à « rationaliser » la production, le transport et la distribution de l'électricité, à « renforcer » la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne, tout en « respectant » seulement la protection de l'environnement⁷³. En revanche, le législateur communautaire indique dès le premier considérant de la directive 2009/72/CE que le marché intérieur de l'électricité doit être mis en place « *de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité des prix et de niveau de service et à favoriser la sécurité d'approvisionnement ainsi que le développement durable* ». Le développement

⁷³ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 4.

durable n'est ainsi plus uniquement une considération à « respecter », mais est cité parmi les objectifs du marché intérieur, bien que de manière secondaire.

76. De manière cohérente avec l'importance croissante de l'objectif de protection de l'environnement, la place de la notion de « service public » dans la politique du marché intérieur a été progressivement développée, en lien direct avec la mise en place de la politique de promotion des énergies renouvelables dans la politique de l'environnement. Le législateur n'avait initialement établi qu'un rapport de compatibilité entre la notion de service public et l'objectif d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Il indiquait ainsi dans le neuvième considérant de la directive 96/92/CE que « *dans le marché intérieur, les entreprises du secteur de l'électricité doivent pouvoir agir, sans préjudice du respect des obligations de service public, dans la perspective d'un marché de l'électricité qui soit concurrentiel et compétitif* ». Les institutions communautaires ont été plus loin dans la directive 2003/54/CE, en faisant du respect des obligations de service public un de ses objectifs et non plus une dérogation à l'esprit général du texte. L'objectif était notamment d'accompagner la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, entre-temps mise en place par la directive 2001/77/CE⁷⁴. L'article 3, paragraphe 7, de la directive 2003/54/CE imposait ainsi aux Etats membres de prendre les mesures qui s'imposent pour atteindre les objectifs en matière de protection de l'environnement, lesquelles « *peuvent inclure des incitations économiques adéquates* ». Cette disposition visait expressément à accompagner les mesures que la Commission proposait par ailleurs « *pour promouvoir la cogénération et les sources d'énergie renouvelables qui sont en situation de concurrence défavorable tant que les coûts extérieurs n'ont pas été internalisés* »⁷⁵. Afin de souligner l'importance accordée à cet objectif par l'Union européenne, le législateur communautaire a en outre ajouté dans la directive 2009/72/CE « *l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables* » aux éléments compris par la notion de protection de l'environnement, sur lesquels peuvent porter les obligations de service public et qui peuvent justifier la mise en œuvre d'une planification à long terme.

B/ Des instruments de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place par le droit communautaire

77. Dans le cadre de la planification de long terme autorisée par son article 3, la directive 2009/72/CE donne le choix aux Etats membres, pour la construction de nouvelles installations de production, entre une procédure d'autorisation (1) et un des systèmes de mise en

⁷⁴ Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 26.

⁷⁵ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/ce et 98/30/ce concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, COM(2001) 125 final, p. 46.

concurrence (2), modalités dont l'encadrement résulte de la prise en compte croissante de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable dans la politique du marché intérieur.

1) Le système d'autorisation des nouvelles installations de production d'énergie

78. Dès la directive 96/92/CE, le législateur communautaire a autorisé les Etats membres à recourir, pour mettre en œuvre la planification de long terme prévue par son article 3, à « *un système d'autorisation et/ou un système d'appel d'offres* »⁷⁶. Les systèmes d'autorisation ont été progressivement encadrés. La directive 96/92/CE a ainsi posé un certain nombre de conditions procédurales, visant à garantir le respect des principes de transparence et de non-discrimination dans leur mise en œuvre. Ces dispositions⁷⁷, reprises par les directives suivantes, visent essentiellement à assurer la publicité des procédures d'autorisation et des critères d'octroi des autorisations. Les directives successives listent en outre les critères pouvant être utilisés, à savoir la sécurité et la sûreté des réseaux électriques, des installations et des équipements associés, la protection de l'environnement, l'occupation des sols et le choix des sites, l'utilisation du domaine public, l'efficacité énergétique, la nature des sources primaires, les caractéristiques particulières du demandeur, telles que capacités techniques, économiques et financières, et enfin les obligations de service public.

79. Deux ajouts notables ont été introduits par la directive 2009/72/CE, qui traduisent l'objectif du troisième « paquet énergétique » de renforcer la relation existante entre la politique du marché intérieur de l'énergie et la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette évolution s'inscrit dans la perspective d'une « politique européenne de l'énergie » définie par la Commission dans le Livre vert du 8 mars 2006, fondée sur la durabilité, la compétitivité et la sécurité d'approvisionnement⁷⁸.

80. La directive 2009/72/CE a tout d'abord renforcé la force contraignante des critères qu'elle liste en imposant aux Etats membres, lorsqu'ils fixent les critères d'autorisation, d'en « tenir compte », tandis que les directives précédentes disposaient seulement que les critères choisis par les Etats membres « pouvaient » porter sur ceux-ci.

81. La directive 2009/72/CE a également ajouté deux éléments à la liste des intérêts que les Etats membres sont tenus de prendre en compte lorsqu'ils fixent les critères d'autorisation. Le premier est la contribution de la capacité de production à la réalisation de l'objectif de

⁷⁶ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 4.

⁷⁷ *Ibid.*, article 5.

⁷⁸ Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final, p. 20.

production d'énergie renouvelable fixé au niveau communautaire par la directive 2009/28/CE. Le second est la contribution de la capacité de production à la réduction des émissions de gaz à effet de serre⁷⁹. Il est à souligner que cette directive est la première relevant de la politique du marché intérieur qui fasse expressément référence à la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Si en effet la directive 2003/54/CE avait certes été rédigée en prenant en compte la directive 2001/77/CE, elle n'y faisait pas explicitement référence.

2) Les systèmes de mise en concurrence

82. Le second système d'attribution des aides autorisé par la directive 96/92/CE, le système d'appel d'offres, a connu un encadrement croissant plus complexe, à l'origine de certaines ambiguïtés actuelles.

83. Un premier encadrement, repris par les directives suivantes, a été mis en place par la directive 96/92/CE, qui imposait que les appels d'offres obéissent à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires⁸⁰. La procédure doit notamment faire l'objet d'une publication au Journal officiel de l'Union européenne (JOUE) au moins six mois avant la date de clôture de l'appel d'offres. En outre, une publicité et une précision suffisantes doivent être assurées au cahier des charges, de manière à permettre à toute entreprise d'un Etat membre intéressée de disposer d'un délai suffisant pour présenter une offre.

84. À ce stade cependant, la finalité de ces procédures était d'abord l'ouverture du marché de la production, en cohérence avec la finalité générale de cette directive⁸¹. Ce n'est que subsidiairement que la mise en œuvre de ces procédures pouvait viser également des objectifs particuliers de service public, parmi lesquels la protection de l'environnement, en étant un des moyens de la planification autorisée par l'article 4 de la directive⁸². La directive 96/92/CE précisait ainsi à son article 6, paragraphe 3, que les spécifications de l'appel d'offres pouvaient porter sur ces objectifs de service public.

85. La directive 2003/54/CE a révisé de manière notable cet encadrement, de manière à prendre en compte la spécificité de la finalité de développement de la production d'électricité renouvelable de ces procédures. En effet, dans un objectif de simplification et de développement rapide de marchés concurrentiels, il était initialement prévu par la

⁷⁹ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 7.

⁸⁰ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 6.

⁸¹ *Ibid.*, considérant 23.

⁸² *Ibid.*, considérants 13 et 14.

Commission de supprimer la possibilité de mettre en place des appels d'offres pour accroître la production d'électricité, excepté pour des raisons de sécurité d'approvisionnement en présence de circonstances exceptionnelles⁸³. Cependant, à la suite des recommandations du Comité économique et social européen (CESE), le choix a été fait de maintenir cette option afin de permettre, en cohérence avec directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables alors en discussion, la mise en place de systèmes d'aide à ce type de sources d'énergie compétitifs sur un marché libéralisé⁸⁴.

86. Le cadre légal adopté a donc distingué deux procédures d'appels d'offres, chacune dotée d'une finalité spécifique, en considérant que « *la sécurité d'approvisionnement et la protection de l'environnement sont deux aspects qui devraient se voir accorder la même importance dans le cadre de l'élaboration des politiques énergétiques* »⁸⁵. La directive 2003/54/CE établit donc tout d'abord une procédure d'appel d'offres « dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement » que les Etats membres ont l'obligation de prévoir dans leurs réglementations⁸⁶. Elle établit ensuite une procédure d'appel d'offres « dans l'intérêt de la protection de l'environnement et la promotion de nouvelles technologies naissantes », que les Etats membres ont la possibilité de prévoir dans leurs réglementations⁸⁷. Enfin, l'une et l'autre ne peuvent être mises en œuvre que si, sur la base de la procédure d'autorisation, la capacité de production en construction ou les mesures prises ne sont pas suffisantes pour atteindre les objectifs visés.

II/ Des mécanismes de soutien nationaux compatibles avec le droit communautaire

87. Comme l'indiquait le rapporteur de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, la politique de soutien au développement de la production d'électricité renouvelable était mise en œuvre concrètement au moyen de trois instruments juridiques⁸⁸.

⁸³ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, COM(2001) 125 final, p. 44.

⁸⁴ Avis du Comité économique et social, 2002/C 36/03, p. 14.

⁸⁵ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel (COM(2001) 125 – C5-0184/2001 – 2001/0077(COD)), A5-0077/2002 Final, p. 38.

⁸⁶ Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 7, paragraphe 1.

⁸⁷ *Ibid.*, article 7, paragraphe 2.

⁸⁸ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 156.

88. Il s'agissait premièrement des deux systèmes d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat, qui résultent de la transposition dans le droit de l'énergie des systèmes de l'autorisation et de l'appel d'offres mis en place par les directives successives relatives au marché intérieur de l'électricité. Il s'agissait ensuite du mécanisme de soutien aux installations de production d'énergie renouvelable lui-même, fonctionnant sur le principe de l'obligation d'achat, mis en place en droit interne avant d'être expressément autorisé par les directives ultérieurement adoptées relatives à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

89. Le système français de soutien à la production d'électricité renouvelable reposait ainsi sur trois instruments juridiques fondamentaux présentant l'intérêt d'être chacun individuellement compatible avec le droit communautaire relatif au marché intérieur de l'électricité ou à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (A). Le cadre qui en résultait était caractérisé par une dualité entre un système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat selon le régime de l'autorisation et un système d'attribution de ce bénéfice par appel d'offres (B).

A) Les éléments fondamentaux du régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable

90. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a structuré le système français de soutien à la production d'électricité renouvelable en recourant à plusieurs instruments juridiques fondamentaux, qui n'ont par eux-mêmes pas de lien nécessaire avec la politique de soutien aux énergies renouvelables, mais qui présentaient l'intérêt en termes de sécurité juridique d'être autorisés par le droit communautaire relatif au marché intérieur de l'électricité ou à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

91. La structure du système français de soutien à la production d'électricité renouvelable était ainsi constituée par les relations instaurées entre, d'une part, deux modes d'attribution du bénéfice du soutien apporté (1) et, d'autre part, un système de soutien par obligation d'achat de l'électricité produite (2).

1) Les modes d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat

92. Les deux premiers éléments fondamentaux du système de soutien à la production d'électricité renouvelable en vigueur jusqu'à la réforme réalisée par la LTECV étaient constitués par les deux régimes d'autorisation des nouvelles installations de production prévus par les directives successives relatives au marché intérieur de l'électricité, à savoir les régimes de l'autorisation et de l'appel d'offres.

93. Le cadre juridique de la construction de nouvelles installations de production a été fixé par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et a peu évolué jusqu'à sa réforme par la LTECV. Il se caractérisait par une grande liberté laissée aux pouvoirs publics, qui pouvaient recourir à l'un ou l'autre des deux systèmes d'autorisation⁸⁹.

94. Aux termes des articles 7 et 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le premier système, celui de l'autorisation d'exploiter, constituait le régime de droit commun pour toute création d'unité de production. En effet, la simplicité de cette procédure en faisait le mode d'encadrement le plus compatible avec la liberté d'exploitation d'un site de production⁹⁰. La loi visait sur ce point à aligner la France sur le régime alors le plus utilisé en Europe, réserve faite du choix de l'autorité compétente pour délivrer l'autorisation. En effet, marquée par une volonté politique de garantir à l'Etat le maintien de son contrôle sur la politique de l'énergie, la loi a, contre l'avis du Sénat⁹¹, attribué cette compétence au ministre chargé de l'énergie, quand dans le reste de l'Europe les autorisations étaient généralement délivrées par des autorités indépendantes⁹².

95. Ce régime encadrait cependant l'action de l'autorité administrative en conditionnant, conformément à l'article 5 de la directive 96/92/CE, devenu l'article 7 de la directive 2009/72/CE, les autorisations au respect d'un certain nombre de critères codifiés à l'article L.311-5 du code de l'énergie, dont elle devait « tenir compte ». Ceux-ci portaient tout d'abord sur des éléments externes à l'installation elle-même, à savoir la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés, les capacités techniques, économiques et financières du demandeur ou du candidat, et le respect de la législation sociale en vigueur. Ils portaient ensuite sur les caractéristiques du projet lui-même, à savoir le choix du site, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public, l'efficacité énergétique, et de manière générale la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements et la protection de l'environnement.

96. L'obligation de « tenir compte » de ces critères était conforme à l'article 7 de la directive 2009/72/CE. Il est à noter cependant qu'initialement, lors de l'adoption de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le législateur avait tenu à encadrer davantage le pouvoir du ministre en ce

⁸⁹ Article L.311-1 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁹⁰ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 184.

⁹¹ Rapport n° 502 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁹² Richer (L), « Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité », *AJDA*, 2000, p.239.

domaine. L'article 9 de cette loi disposait ainsi que les critères devaient « porter sur » ces critères, ce qui impliquait que le ministre était tenu de prendre en compte l'ensemble des critères mentionnés, tandis que la directive 2001/77/CE se limitait à indiquer que les critères retenus par les Etats membres « pouvaient porter » sur ceux qu'elle mentionnait à son article 5. Cette formulation de la loi avait en effet été préférée à une autre formulation, peu normative et excluant toute compétence liée de l'autorité administrative, suivant laquelle celle-ci devait simplement « prendre en considération » les critères énumérés⁹³.

97. Si le système de l'autorisation constituait le régime de droit commun applicable aux nouvelles installations de production, deux allègements étaient cependant prévus⁹⁴. Le premier portait sur les installations dont la puissance installée par site de production était inférieure ou égale à un certain seuil et qui, à ce titre, étaient réputées autorisées, le législateur ayant considéré que ces installations ne constituaient pas un enjeu concurrentiel du fait de leur modeste puissance. Le second portait sur les installations qui soit remplaçaient une installation existante, soit en augmentaient la puissance installée de moins de 10 %, et étaient également réputées autorisées.

98. Le second système, celui de l'appel d'offres, n'intervenait qu'à titre subsidiaire, « lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements ». L'objectif était de corriger l'équilibre résultant de la seule initiative des acteurs du marché, la loi du marché ne poussant pas nécessairement les opérateurs à privilégier les techniques de productions les plus respectueuses de l'environnement ni à prendre en compte la nécessité d'une répartition géographique cohérente des unités de production⁹⁵. Cette procédure de mise en concurrence a donc très clairement été envisagée comme « essentiellement destinée aux énergies renouvelables »⁹⁶.

99. Cette procédure était relativement peu encadrée par la loi elle-même. Celle-ci se contentait d'en garantir la conformité aux conditions posées par les directives successives relatives au marché intérieur de l'électricité. Notamment, afin d'assurer la conformité avec l'article 8 de la directive 2009/72/CE, l'article L.311-10 du code de l'énergie renvoyait aux critères listés à l'article L.311-5 du même code pour définir les critères devant servir à l'élaboration du cahier des charges.

⁹³ Projet de loi n° 1253 relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, p. 30.

⁹⁴ Article L.311-6 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁹⁵ Article L.311-10 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁹⁶ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 186.

2) Le mécanisme de soutien de l'obligation d'achat

100. Le troisième élément fondamental du système de soutien à la production d'électricité renouvelable en vigueur jusqu'à la réforme effectuée par la LTECV était constitué par le système de l'obligation d'achat. Ce système a été mis en place par les articles 5, 8 et 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, codifiés par la suite aux articles L.314-1 à 13 du code de l'énergie par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011.

101. Ce système, qui instaure une relation triangulaire entre l'Etat, l'acheteur obligé et le producteur, n'était pas nouveau. En effet, il avait déjà été imposé à l'opérateur historique par un décret n° 55-662 du 20 mai 1955, prescrivant l'achat de l'électricité produite par les installations non nationalisées d'une puissance inférieure à 8 000 KW, les installations annexes à des réseaux de chaleur, et enfin les installations d'autoproduction réalisées par les collectivités pour leur propre utilisation et accessoires d'un service public. Le développement des capacités de production ayant rendu celui de petites unités non nécessaire, un décret n° 94-1110 du 20 décembre 1994 et un arrêté du 23 janvier 1995 avaient suspendu l'obligation d'achat de l'électricité aux producteurs non nationalisés, à l'exception de celle produite par cogénération, par les énergies renouvelables ou à partir de déchets. Le système d'obligation d'achat mis en place par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité se situait donc dans la continuité d'une pratique antérieure.

102. Ce mécanisme créait d'une part une obligation légale à EDF, ainsi qu'aux ELD dans le cadre des réseaux publics de distribution qu'ils exploitaient, de conclure, si les producteurs intéressés en faisaient la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant de ce régime de soutien. Suivant ce système, l'achat est réalisé soit au tarif arrêté par le ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), soit, dans le cas de l'appel d'offres, au tarif proposé par le candidat lauréat.

103. D'autre part, ce mécanisme organisait un mode de compensation des charges ainsi supportées par EDF et les EDL, ainsi que le financement de ces compensations. En vertu de l'article L.314-3 du code de l'énergie, la charge financière que représentait l'écart entre le prix du marché de l'électricité et le prix d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiaires était intégralement compensée⁹⁷.

104. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, à son article 5, avait initialement institué un « fonds du service

⁹⁷ Article L.314-3 et article L.121-6 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

public de la production d'électricité », géré par la Caisse des dépôts et consignations dans un compte spécifique, ayant pour finalité de compenser ces charges de service public. Ce fond était alimenté par des contributions dues par les producteurs, autoproducteurs et importateurs, dont le montant était calculé au prorata du nombre de kilowattheures livrés aux clients finals établis sur le territoire national ou produits par les producteurs pour leur propre usage. La loi du 3 janvier 2003, à son article 37, a par la suite intégralement réorganisé ce mécanisme en instituant une contribution au service public de l'électricité (CSPE), dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national.

105. Du fait de la relation triangulaire mise en place entre l'Etat, l'acheteur obligé et le producteur, il est à souligner qu'une certaine incertitude a existé pendant un temps sur la nature du contrat d'achat passé sur le fondement de l'obligation d'achat.

106. Un premier arrêt du Conseil d'Etat de 1973⁹⁸ avait jugé que les contrats d'achat par EDF de la production autonome étaient des contrats administratifs, en raison du régime exorbitant du droit commun auquel ces contrats étaient soumis. Le Conseil d'Etat s'appuyait pour cela sur le caractère obligatoire de leur conclusion et sur la compétence donnée au ministre chargé de l'énergie pour statuer sur certains désaccords.

La question de la nature juridique de ces contrats avait cependant été relancée 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, qui a transformé le statut d'EDF d'établissement public à caractère industriel et commercial en société anonyme. En effet, si un contrat conclu entre personnes privées est en principe un contrat de droit privé, il en va autrement dans le cas où l'une des parties au contrat agit pour le compte d'une personne publique. La question portait donc sur le fait de savoir si les contrats en cause devaient être regardés comme conclus pour le compte d'une personne publique.

107. Une évolution jurisprudentielle est apparue dans années 2000, en faveur d'une nature de droit privé de ces contrats. Le Conseil d'Etat, dans un arrêt Société *Bioenerg* de 2010⁹⁹ a ainsi jugé que, bien qu'en vertu des dispositions de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité EDF et les producteurs concernés contribuaient au service public de l'électricité, « *les contrats en cause ne peuvent être regardés comme conclus pour le compte d'une personne publique, alors que la production d'électricité ne relève de l'Etat ou d'une autre personne publique, ni par nature ni par détermination de la loi* ».

108. La question a finalement été tranchée par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, qui a modifié l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité pour disposer que « *les contrats régis par le*

⁹⁸ CE, 19 janvier 1973, *Société d'exploitation électrique de la rivière du SANT*, n° 82338.

⁹⁹ CE, 1^{er} juillet 2010, *Société Bioenerg*, n° 333275.

présent article sont des contrats administratifs qui ne sont conclus et qui n'engagent les parties qu'à compter de leur signature. Le présent alinéa a un caractère interprétatif ».

109. La mention du « caractère interprétatif » de cet alinéa a toutefois suscité une controverse juridique sur ses implications, faisant porter le débat sur le changement rétroactif de la nature de ces contrats. En effet, la loi interprétative est prise pour « *redresser une interprétation faite de la loi par la jurisprudence qui ne serait pas conforme à l'intention du législateur* ». Elle se borne « *à reconnaître, sans rien innover, un droit préexistant qu'une définition imparfaite a rendu susceptible de controverse* »¹⁰⁰. S'incorporant à la loi qu'elle est destinée à interpréter, elle a donc la même date d'entrée en vigueur que celle-ci¹⁰¹ et, par conséquent, s'applique aux litiges en cours, quand bien même elle serait intervenue en cours d'instance, et ce sans qu'il y ait lieu de se poser la question de savoir si l'ingérence du législateur est justifiée par d'impérieux motifs d'intérêt général. De fait, « *cette disposition législative ayant seulement pour objet, eu égard à son caractère interprétatif, d'explicitier la règle de droit déjà applicable, ne saurait porter atteinte aux principes de sécurité juridique et de confiance légitime* »¹⁰².

110. Ce débat a cependant perdu de son actualité avec la codification de cette disposition, qui n'a pas repris la mention de son caractère interprétatif. L'article L.314-7 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la LTECV, indiquait ainsi seulement que « *les contrats conclus en application de la présente section par Electricité de France et les entreprises locales de distribution sont des contrats administratifs qui ne sont conclus et qui n'engagent les parties qu'à compter de leur signature* ».

B) Des mécanismes de soutien organisés autour des instruments issus du droit communautaire

111. L'organisation du système français de soutien à la production d'électricité renouvelable résultait de la combinaison des deux régimes d'autorisation des nouvelles installations de production et du système de l'obligation d'achat. Dans ce cadre, les deux régimes d'autorisation d'exploiter ouverts par la directive 96/92/CE et repris par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité constituaient deux modes d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat. Ce système comprenait donc d'une part un système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par « guichet ouvert », dans lequel s'appliquait une obligation d'achat à un tarif défini par arrêté et attribué selon le régime d'autorisation d'exploiter de droit commun (1). Il comprenait d'autre part un système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par appel d'offres,

¹⁰⁰ CCass, 23 janvier 2004, n° 03-13.617.

¹⁰¹ CE, 7 juillet 1989, *Société Cofiroute*, n° 106284.

¹⁰² CAA Bordeaux, 22 février 1994, *Banque populaire Centre-Atlantique*, n° 92BX00939.

dans lequel s'appliquait une obligation d'achat à un tarif fixé par voie de concurrence entre les candidats (2).

112. La coexistence de ces deux modes d'attribution se justifiait par leurs finalités différentes, permettant de distinguer une obligation d'achat « ponctuelle », attribuée par voie d'appel d'offres, et une obligation d'achat « permanente », attribuée suivant le système du « guichet ouvert ». En effet, si les contrats d'obligation d'achat attribués par ces deux voies s'adressaient dans les faits aux mêmes catégories d'installations, ces deux systèmes répondaient à des logiques différentes. D'un côté, l'obligation d'achat « ponctuelle » visait à modifier de manière volontariste et rapide la structure de la production d'énergie. De l'autre, l'obligation d'achat « permanente » avait d'abord pour objectif de garantir la rentabilité de certains types de production jugés bénéfiques pour la collectivité mais qui se heurtaient à des problèmes de commercialisation, soit en raison du coût de production, soit en raison de la petite taille des unités de production¹⁰³.

1) Le système d'attribution de l'obligation d'achat par « guichet ouvert »

113. Le système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par « guichet ouvert », c'est-à-dire dans lequel les producteurs, sous réserve qu'ils justifient d'une autorisation d'exploiter au titre de l'article L.311-5 du code de l'énergie, pouvaient bénéficier sur simple demande d'un contrat d'obligation d'achat, a été mis en place par l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, dont les dispositions ont été codifiées aux articles L.314-1 à 13 du code de l'énergie. L'article L.314-1 de ce code disposait ainsi que, sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, EDF et les ELD 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* ».

114. Tant le cadre légal que sa mise en œuvre par le pouvoir réglementaire ont évolué pour permettre l'attribution d'un soutien efficace au développement de la production d'électricité renouvelable.

115. Premièrement, la définition des installations admissibles au système du « guichet ouvert » a été marquée par un élargissement des catégories d'installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat.

116. Tout d'abord, le législateur a progressivement assoupli les conditions économiques imposées aux producteurs pour bénéficier du régime de l'obligation d'achat.

¹⁰³ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 187.

117. D'une part, la limite de puissance installée par site de production des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat par guichet ouvert, fixée initialement à 12 MW, a été progressivement allégée, pour ne plus s'appliquer à plusieurs catégories d'installations. Afin d'étendre les dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables, la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « loi Grenelle II », a en effet supprimé à son article 88 ce plafond pour les installations utilisant l'énergie éolienne en mer ou à terre, pour les énergies géothermiques, marines et solaires thermodynamiques, au motif que la limite de 12 MW constituait un frein au développement de ces différentes filières¹⁰⁴. Au terme de cette évolution, l'article L.314-1 du code de l'énergie distinguait donc un premier régime, de droit commun, qui maintenait la limite de puissance installée de 12 MW, et un second régime, dérogatoire au premier, applicable aux filières visées par l'article 88 de la loi « Grenelle II ».

118. D'autre part, la loi limitait initialement l'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par « guichet ouvert » aux installations se trouvant dans l'impossibilité de trouver des clients éligibles « *dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité* ». Cette condition a été supprimée par la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie afin de ne pas augmenter la charge des formalités nécessaires pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat, le législateur ayant estimé qu'elles étaient dans les faits systématiquement remplies¹⁰⁵.

119. Ensuite, le législateur a progressivement ajouté de nouvelles catégories à la liste des installations de production d'énergies renouvelables éligibles au système de l'obligation d'achat par « guichet ouvert ». Il a ainsi tout d'abord ajouté à l'article L.314-1 du code de l'énergie deux autres catégories plus résiduelles, mentionnées aux 4° et 5°, qui incluaient « *les moulins à vent réhabilités pour la production d'électricité* » et « *les moulins à eaux réhabilités pour la production d'électricité* ». Cette disposition visait à remédier au fait que les moulins à vent, réhabilités selon un procédé aérogénérateur innovant pour produire de l'électricité, ne pouvaient bénéficier du tarif de rachat de l'énergie éolienne que s'ils étaient situés dans une zone de développement de l'éolien¹⁰⁶. Le bénéfice de l'obligation d'achat par

¹⁰⁴ Rapport n° 2449 fait au nom de la Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale sur le projet de loi portant engagement national pour l'environnement, p. 128.

¹⁰⁵ Rapport n° 400 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du Territoire sur le projet de loi relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie, p. 8.

¹⁰⁶ Rapport n° 2449 fait au nom de la Commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale sur le projet de loi portant engagement national pour l'environnement, p. 202.

guichet ouvert a été également étendu aux moulins à eau, afin de faciliter l'exploitation du potentiel énergétique représenté par ces installations¹⁰⁷.

120. Le législateur a enfin ajouté à l'article L.314-1 du code de l'énergie une cinquième catégorie spécifique aux départements d'outre-mer, portant sur « *les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre* ». Cette disposition, issue de l'article 53 de la loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer, visait à l'origine essentiellement à favoriser la consommation de cette énergie produite localement à la Réunion et en Guadeloupe, dans un contexte local caractérisé par l'exploitation de centrales charbon-bagasse dans ces deux îles, pour favoriser leur indépendance énergétique, soutenir la filière de la canne à sucre et réduire les émissions de gaz à effet de serre¹⁰⁸. Cette disposition a ensuite été élargie à l'ensemble des départements d'outre-mer par l'ordonnance de codification n° 2011-504 du 9 mai 2011.

121. Deuxièmement, le pouvoir réglementaire a mis en œuvre les dispositions relatives à la fixation du niveau de tarif d'achat de manière à assurer une rentabilité suffisante aux installations de production d'énergie renouvelable.

122. L'article L.314-4 du code de l'énergie renvoyait en effet au pouvoir réglementaire le soin de fixer les conditions dans lesquelles le ministre chargé de l'énergie arrête, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiaires, sous réserve du respect d'un certain nombre de conditions listées à l'article L.314-7 du même code. Cet article disposait notamment que les conditions d'achat devaient prendre en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par les acheteurs obligés, auxquels pouvait s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières soutenues à la réalisation des objectifs du service public de l'énergie. En outre, ses dispositions précisaient que le niveau des tarifs d'obligation d'achat ne pouvait conduire « *à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ». Enfin, les conditions d'achat ainsi établies devaient faire l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges dues à la mise en œuvre de l'obligation d'achat.

¹⁰⁷ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2009-2010, 182^e séance, Compte rendu intégral, 3^e séance du jeudi 6 mai 2010, p. 2963.

¹⁰⁸ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2008-2009, Compte rendu intégral, Séance du jeudi 12 mars 2009, p. 2981 et 2982.

123. Les conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ont été fixées par le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001, qui renvoyait à des arrêtés la fixation des conditions d'achat.

124. L'article L.314-4 du code de l'énergie prévoyait toutefois que le respect des conditions imposées par l'article L.314-7 devait être, pour chaque nouvel arrêté tarifaire, vérifié par la CRE, saisie pour avis. La CRE a donc développé une méthodologie d'évaluation du respect des conditions de l'article L.314-7 par les tarifs d'achats fixés par le pouvoir réglementaire.

125. Relativement au premier élément d'évaluation des conditions d'achat, la CRE calcule « le coût de production évité sur le long terme au système électrique » comme étant égal au coût complet de production de l'électricité à laquelle l'électricité renouvelable se substitue, duquel doivent être déduits les coûts supplémentaires induits par la technologie renouvelable considérée sur le système électrique en matière de réserves, d'ajustement et de développement de réseau. Le calcul du coût complet de production de l'électricité se base sur des scénarios d'évolution du parc à long terme, afin de déterminer à quelles technologies les installations de production d'énergie renouvelable considérées se substituent, en termes d'investissement et d'exploitation¹⁰⁹.

126. Relativement au second élément d'évaluation des conditions d'achat, à savoir le fait que la rémunération des capitaux immobilisés n'excède pas une rémunération normale, la CRE vérifie le respect du critère de rentabilité des capitaux à travers une analyse du taux de rentabilité interne (TRI) du capital investi après impôts induit par le niveau du tarif proposé pour une série d'installations représentatives¹¹⁰. Ce calcul est établi à partir d'hypothèses normatives, notamment en matière de coûts d'investissement et d'exploitation et de productible annuel. Le TRI projet après impôts ainsi calculé est comparé à un coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal après impôts de référence, estimé sur la base d'un échantillon d'entreprises du secteur des énergies renouvelables à 5 %.

127. Cependant, la pratique a montré une contradiction fréquente entre le respect strict des conditions imposées par l'article L.314-7 du code de l'énergie et la nécessité d'assurer la rentabilité des projets, dans la mesure où la contrepartie de leur contribution aux objectifs de politique énergétique ne suffisait pas à assurer une rémunération suffisante¹¹¹. La

¹⁰⁹ Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

¹¹⁰ CRE, Rapport, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*, avril 2014.

¹¹¹ Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, p. 50.

CRE avait ainsi indiqué dans son avis sur le premier arrêté tarifaire photovoltaïque¹¹² que le tarif d'achat, bien que « *plusieurs fois supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évitées* », était cependant « *plusieurs fois inférieur au coût de production de l'électricité photovoltaïque* ». Compte tenu de cet état de fait, c'est donc le critère de la rentabilité des capitaux investis qui s'est imposé dans la pratique du pouvoir réglementaire pour fixer les niveaux des tarifs¹¹³. De ce fait, les avis de la CRE sur les arrêtés tarifaires éoliens, dès son avis du 5 juin 2001¹¹⁴ et jusqu'à son avis du 25 juin 2014¹¹⁵, ont systématiquement été défavorables. La CRE a en effet estimé que les tarifs proposés étaient « *supérieurs au total des coûts de production évités sur le long terme au système électrique, augmenté de la contribution de la filière éolienne aux objectifs de la politique énergétique française* ».

2) Le système d'attribution de l'obligation d'achat par appels d'offres

128. Le système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par appels d'offres était régi par les articles L.311-10 à 13 du code de l'énergie, qui ont codifié les dispositions de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

129. Aux termes de ces dispositions, le ministre chargé de l'énergie pouvait recourir à la procédure d'appel d'offres « *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* »¹¹⁶. EDF, ou le cas échéant les ELD, se trouvaient ensuite tenus de signer, avec les candidats retenus, un contrat d'obligation d'achat « *dans les conditions fixées par l'appel d'offres* », c'est-à-dire en appliquant le prix d'achat de l'électricité proposé par les lauréats dans leurs offres. En pratique, le prix d'achat était ensuite indexé tous les ans selon une formule donnée par le cahier des charges. Afin de maîtriser le coût de ce soutien aux énergies renouvelables, la quantité d'électricité annuelle susceptible de bénéficier de l'obligation d'achat était plafonnée

¹¹² Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 20 décembre 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant l'énergie radiative du soleil, telles que visées à l'article 2 (3°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

¹¹³ Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013, p. 50.

¹¹⁴ Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 5 juin 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent.

¹¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 28 mai 2014 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

¹¹⁶ Article L.311-10 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

par un nombre d'heures de production. Dans le cas où EDF ou les ELD étaient elles-mêmes retenues à l'issue de l'appel d'offres, les surcoûts éventuels des installations qu'elles exploitaient faisaient l'objet d'une compensation au titre des obligations de service public.

130. La procédure d'appel d'offres était régie par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité, qui distinguait deux procédures¹¹⁷. En fonction des caractéristiques de l'appel d'offres, notamment la nature des critères de notation et le nombre d'offres attendues, le ministre chargé de l'énergie pouvait décider de recourir soit à la procédure dite « ordinaire » soit à la procédure dite « accélérée ». Cette dernière, régie par les articles 16 à 16-5 du décret, comportait certaines spécificités, à savoir la mise en place d'un site de candidature en ligne permettant le téléchargement du cahier des charges de l'appel d'offres et le dépôt des candidatures, ainsi qu'un délai d'examen des offres plus court, limité à deux mois au lieu de six.

¹¹⁷ Décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002, article 7-3.

Section II : Une cohérence politique assurée

131. La manière dont s'est mis progressivement en place le cadre juridique communautaire des politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable a eu pour effet de permettre sa mise en œuvre par les autorités publiques françaises de manière relativement stable, alors même que les principes directeurs suivis au niveau communautaire et au niveau national sont différents, et en principe opposés.

132. En effet, la politique de développement des énergies renouvelables a été, au niveau communautaire, guidée par la rencontre de deux considérations. La première a été la prise en compte progressive de la nécessité environnementale, économique et stratégique de développer la production d'énergie renouvelable, en fixant des objectifs chiffrés déclinés au niveau des Etats membres. La seconde a été la volonté d'encadrer les politiques nationales en ce domaine afin de permettre le bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, de manière à donner aux Etats et aux acteurs économiques un cadre économique stable et prévisible.

133. Dans cette perspective, la mise en place progressive de la politique de l'environnement relative à la promotion de la production d'électricité renouvelable a été caractérisée par la volonté d'une partie des institutions communautaires d'encadrer de plus en plus étroitement les politiques nationales de soutien. Ce « principe directeur » s'appuie sur le postulat de la nécessité d'harmoniser à terme les objectifs, les rythmes de mise en œuvre et les moyens utilisés pour parvenir à la stabilité et à la prévisibilité nécessaires aux investissements dans les différentes filières technologiques de production de ces énergies. En revanche, les Etats membres, et notamment la France, ont constamment mis en avant la nécessité pour eux de conserver une marge de manœuvre importante dans la définition des moyens mis en œuvre pour remplir les objectifs définis par les directives.

134. La politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable ayant été mise en place par des actes de droit dérivé, adoptés selon la procédure législative ordinaire, ses orientations résultent d'un compromis entre les différentes institutions de l'Union européenne (I).

135. Le cadre communautaire mis en place par la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité et la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables préserve donc la possibilité pour les Etats membres de planifier et d'encadrer le développement de ces nouvelles formes d'énergie sur leurs territoires. Cette potentialité a été pleinement exploitée par les pouvoirs publics français, conformément à la tradition suivie depuis 1945 en matière de politique énergétique (II).

I/ Une politique communautaire prudente à l'égard des prérogatives nationales

136. La politique de soutien à la production d'électricité renouvelable s'est principalement développée sur le fondement de la politique de l'environnement, du fait de l'impact de la production et de consommation de l'énergie sur la qualité de l'environnement et en raison des bases juridiques solides dont cette politique a disposé dans le droit primaire à partir du traité de Maastricht, avec les articles 174 et 175 TCE. Dans ce cadre, la mise en place progressive de la politique de l'environnement relative à la promotion de la production d'électricité renouvelable a été caractérisée par une volonté d'encadrer de plus en plus étroitement la marge de manœuvre des Etats membres.

137. La promotion des énergies renouvelables a été énoncée comme un objectif des différentes politiques communautaires à partir des années 1980¹¹⁸, mais n'a commencé à se concrétiser véritablement qu'avec la publication par la Commission européenne en 1996 du Livre vert « Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables »¹¹⁹. Le processus ouvert par ce document a mené à l'adoption d'une stratégie communautaire en faveur des énergies renouvelables, définie dans un Livre blanc en 1997¹²⁰. Cette stratégie a ensuite été mise en œuvre par deux directives successives relatives à la promotion de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 et la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009.

138. Cependant, le processus législatif menant à l'adoption de ces deux directives a fait apparaître une contradiction entre plusieurs conceptions différentes de cette politique. Ces directives sont donc des textes de compromis, par lesquels le législateur communautaire a cherché à mettre en place une politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable tout en conservant aux Etats membres une importante marge de manœuvre dans le choix des moyens utilisés. Notamment, la question des motifs du soutien à la production d'électricité renouvelable n'a pas été tranchée dans toutes ses dimensions (A), tandis qu'une solution de moyen terme a été retenue relativement à la question de l'intensité de l'encadrement nécessaire (B).

¹¹⁸ Résolution du Conseil du 16 septembre 1986 concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaire pour 1995 et la convergence des politiques des Etats membres, JO C241 du 25/09/1986, p. 1 ; Recommandation du Conseil du 9 juin 1982, JOL 160 du 28/06/1988, p. 46.

¹¹⁹ Communication de la Commission du 20 novembre 1996, Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre vert pour une stratégie communautaire, COM (96) 576 final.

¹²⁰ Communication de la Commission du 26 novembre 1997, Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires, COM (97) 599 final ; Résolution du Conseil du 8 juin 1998 (JOCE, n° C 198, 24 juin 1998, p. 1) et du Parlement européen (A4-0207/ 98). Ce Livre blanc fait suite à un Livre vert (COM (96) 576 final, 20 novembre 1996).

A) L'ambiguïté des motifs du soutien à la production d'électricité renouvelable

139. La discussion des directives 2001/77/CE et 2009/28/CE a fait apparaître une absence de consensus sur la question fondamentale des motifs justifiant la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette divergence de nature politique s'est incarnée dans les débats portant sur deux questions structurantes de nature plus juridique, celle de la place de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable vis-à-vis des politiques du marché intérieur et de l'environnement (1) et celle de la nature des régimes de soutien (2).

1) Une politique fondée sur la politique de l'environnement

140. Une première question importante a été celle de la place de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable vis-à-vis des politiques du marché intérieur et de l'environnement. En effet, la libéralisation des marchés énergétiques a été entreprise essentiellement pour des raisons économiques, en vue d'améliorer la compétitivité de l'économie grâce à une baisse des prix de l'énergie. La question s'est donc posée lors des débats sur la directive 2001/77/CE de la finalité de son adoption, à savoir les places respectives des objectifs du bon fonctionnement du marché intérieur et de la protection de l'environnement. Ce débat, d'apparence purement politique, a des conséquences importantes puisque la réponse apportée détermine les modalités des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

141. Dans la continuité du Livre blanc de 1997, la Commission prévoyait d'intégrer cette directive dans la politique du marché intérieur, au motif que l'encadrement des mesures de soutien nationales avait pour finalité de limiter les distorsions de concurrence afin de « faire en sorte qu'il soit possible d'augmenter la part de l'électricité-SER dans un marché intérieur de l'électricité qui fonctionne de manière satisfaisante »¹²¹. Les considérants de la proposition de directive soulignaient ainsi que la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable avait pour objet premier de concourir à la réalisation du marché intérieur, ce qui devait certes se faire en prenant en compte la politique environnementale¹²². En conséquence, la Commission prévoyait de donner pour base juridique à la directive l'article 95 TCE, portant sur le marché intérieur.

¹²¹ Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 367/02), point 3.1.

¹²² Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérants 1 à 3.

142. Le Conseil, contre l'avis de la Commission, a cependant substitué à l'article 95 l'article 175, paragraphe 1, du traité CE¹²³, relatif à la politique de la Communauté dans le domaine de l'environnement. Cette substitution de base juridique est essentielle puisque la directive n'a plus pour objet premier « *l'établissement et le fonctionnement du marché intérieur* » mais vise à mettre en œuvre « *la politique de la Communauté dans le domaine de l'environnement* ». Cette évolution est d'autant plus importante que, en vertu d'une jurisprudence constante de la Cour de justice, le choix de la base juridique d'un acte communautaire « *ne peut pas dépendre seulement de la conviction d'une institution quant au but poursuivi, mais doit se fonder sur des éléments objectifs susceptibles de contrôle juridictionnel* », dont, notamment, le but et le contenu de l'acte¹²⁴. L'adoption de cette base juridique est donc réputée traduire une réalité objective de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette évolution se retrouve transcrite dans le considérant premier de la directive adoptée, qui énonce expressément que la finalité première de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable est la protection de l'environnement et le développement durable, l'objectif d'intégration de ces énergies dans le marché intérieur n'étant mentionné, de manière subsidiaire, qu'au quatrième considérant. Il s'agit ainsi d'un renversement de perspective qu'ont effectué le Parlement et le Conseil, la protection de l'environnement devenant l'objet premier de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, et l'intégration de cette politique au marché de l'électricité un moyen.

143. Cette solution n'a pas, ou très peu, fait débat ultérieurement, dans le cadre de la relance de l'harmonisation du cadre de soutien aux énergies renouvelables par le Livre vert du 8 mars 2006 « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable », qui visait à définir « les bases d'une politique européenne de l'énergie ». Cette continuité est d'autant plus notable que la politique de développement des énergies renouvelables s'y inscrit comme un moyen « *d'atteindre, tout en les équilibrant, les trois objectifs que sont la sécurité de l'approvisionnement, la compétitivité et la viabilité environnementale* »¹²⁵.

144. Le législateur communautaire s'est limité, en adoptant la directive 2009/28/CE, à élargir sa base juridique, pour des raisons spécifiques à certains de ses articles. Alors que la directive 2001/77/CE ne se basait que l'article 175, paragraphe 1, du traité CE, la directive 2009/28/CE ajoute à cette base juridique « *l'article 95 en liaison avec les articles 17, 18 et 19 de la présente directive* », afin de prendre en compte le fait que la réalisation du marché

¹²³ Proposition modifiée de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, CS/2001/5244.

¹²⁴ CJCE, 11 juin 1991, *Dioxyde de titane*, C-300/89, point 10.

¹²⁵ Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final, points 44 et 46.

intérieur constitue l'objectif principal de certaines dispositions¹²⁶. En effet, certains articles établissent une harmonisation totale des critères de viabilité des biocarburants afin qu'aucun critère adopté individuellement par les Etats membres ne puisse constituer un obstacle aux échanges entre ces derniers.

145. Ainsi, à l'exception des articles 17, 18 et 19, la directive 2009/28/CE se situe dans la continuité de la directive 2001/77/CE en ayant pour objet principal la protection de l'environnement. Cette hiérarchisation entre les trois objectifs de la « politique de l'énergie » énoncés dans le Livre vert du 8 mars 2006 est d'ailleurs rappelée par le premier considérant de la directive. Celui-ci énumère de manière successive les objectifs poursuivis par celle-ci, à savoir tout d'abord la réduction des émissions de gaz à effet de serre, puis « également », la sécurité des approvisionnements en énergie et la croissance économique.

2) Une définition inachevée de la nature des régimes de soutien

146. Une seconde question importante a été celle de la nature des régimes de soutien. Le Parlement et la Commission se sont en effet fortement opposés sur la définition des régimes de soutien autorisés par la directive, non quant aux types de régimes pouvant être mis en œuvre mais quant à la justification de ce soutien. L'importance de ce point vient de ce que, comme l'indiquait l'avis du Parlement, « *la définition choisie précise la nature de l'aide* »¹²⁷.

147. Pour le Parlement, il s'agissait d'une « compensation » de l'absence d'internalisation des coûts externes des différentes sources d'énergie, permettant de rétablir une concurrence équitable sur le marché de l'électricité¹²⁸. Pour la Commission en revanche, il s'agissait d'une « subvention » visant au développement de la part d'électricité d'origine renouvelable dans le système énergétique, introduisant potentiellement une distorsion de concurrence dans le marché¹²⁹. Ce débat sur la nature des régimes de soutien est étroitement lié à celui du contrôle exercé par la Commission sur les politiques mises en œuvre par les Etats membres. En effet, en cohérence avec la nature de « compensation » qu'il soutenait, le Parlement proposait d'inclure dans les considérants de la directive une invitation à autoriser

¹²⁶ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2008) 30 final, p. 9 et 10.

¹²⁷ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 14.

¹²⁸ *Ibid.*, p. 22.

¹²⁹ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 311 E/22), article 2.

ces régimes de soutien sans limitation de temps. Cette autorisation aurait couru jusqu'à la création d'un marché opérationnel qui permettrait une « concurrence loyale » en internalisant les coûts externes des différentes énergies¹³⁰. Cependant, une telle mesure aurait également retiré à la Commission une large partie de son pouvoir d'appréciation des mécanismes de soutien au titre du contrôle de compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur.

148. En raison de ces oppositions importantes, le texte de compromis adopté n'a pas donné de définition formelle des régimes de soutien que la directive 2001/77/CE autorise, ni à son article 2, ni par le biais de la directive 96/92/CE, à laquelle elle renvoie. Son article 4 prévoyait seulement une évaluation ultérieure des régimes de soutien « *qui pourraient avoir pour effet de limiter les échanges* » en vue d'émettre une proposition de cadre communautaire pour les mettre en conformité avec les principes du marché intérieur de l'électricité. Cette appréhension des régimes de soutien par leur relation avec le marché intérieur permettait ainsi d'aboutir au résultat visé, à savoir l'encadrement à moyen terme des régimes de soutien entravant la libre circulation de l'électricité, tout en évitant de trancher le point de débat théorique portant sur la nature de ces régimes. De même, la directive rappelle expressément l'applicabilité potentielle, suivant la réponse apportée à ce débat, des dispositions du traité relatives au contrôle des aides d'Etat¹³¹.

149. Ce débat théorique s'est retrouvé dans les mêmes termes lors de la discussion de la directive 2009/28/CE, opposant une conception des régimes de soutien comme étant une « compensation » de l'absence d'internalisation des coûts externes, portée par le Parlement¹³², et une conception de ces mécanismes comme étant des mesures d'aides. Dans la continuité de l'approche très pragmatique de la directive 2001/77/CE, la directive 2009/28/CE évite dans la définition de la notion de « régime d'aide » donnée à son article 2 les termes de « compensation » et de « subvention », pour se limiter à une description fonctionnelle. Le législateur communautaire évite ainsi de trancher cette question, en dépit d'une satisfaction théorique donnée dans les considérants à la position défendue par le Parlement¹³³.

B) Un encadrement de compromis des politiques nationales

¹³⁰ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 14.

¹³¹ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérant 12.

¹³² Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 21 et 22.

¹³³ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérant 27.

150. La discussion de la directive 2001/77/CE a également soulevé un second point de débat, relatif à l'intensité de l'encadrement nécessaire des politiques des Etats membres en matière de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette question s'est traduite par une absence de consensus sur deux problématiques, celle de la nature indicative ou contraignante des objectifs nationaux (1) et celle de l'harmonisation ou de l'encadrement des mécanismes de soutien (2).

1) Un choix ambigu entre des objectifs nationaux indicatifs ou contraignants

151. Le premier volet du débat sur l'intensité de l'encadrement nécessaire a porté sur la question de la nature, indicative ou contraignante, des objectifs nationaux. D'un côté en effet certains acteurs, notamment le Parlement, estimaient que la fixation dans le droit dérivé d'objectifs nationaux contraignants était une condition nécessaire pour garantir le développement effectif des énergies renouvelables¹³⁴. De l'autre, les Etats membres soutenaient l'option d'objectifs uniquement « suggestifs », de manière de conserver leur marge de manœuvre dans la définition de leurs politiques en ce domaine¹³⁵.

152. Le débat sur ce point s'est cristallisé autour de la question de la compatibilité du caractère contraignant des objectifs nationaux fixés par le droit communautaire dérivé avec le principe de subsidiarité, reconnu par le droit primaire.

153. En effet, dans sa proposition de directive, la Commission s'était efforcée de trouver un moyen terme entre ces deux options. Ce projet aboutissait cependant de facto à la définition d'objectifs contraignants pour les Etats membres. D'une part, son article 3, paragraphe 2, prévoyait que les Etats membres devraient fixer des « objectifs nationaux » de consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables « conformément » aux objectifs fixés au niveau communautaire et aux engagements pris au titre du protocole de Kyoto¹³⁶. D'autre part, le paragraphe 4 du même article imposait à la Commission de proposer au Parlement et au Conseil de nouveaux « objectifs nationaux individuels et contraignants » si elle estimait que les objectifs nationaux fixés par les Etats s'avéraient susceptibles de ne pas être conformes avec les objectifs communautaires. Enfin, la proposition contenait une annexe contenant des « indications pour la fixation des objectifs nationaux », c'est-à-dire un ensemble d'objectifs indicatifs nationaux compatibles

¹³⁴ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 26-27.

¹³⁵ Rowlands (I.H.), « The European directive on renewable electricity : conflicts and compromises », *Energy Policy*, n° 33, 2005, p. 965-974.

¹³⁶ Protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques, 1998, FCCC/INFORMAL/83.

collectivement avec les objectifs communautaires. Si la Commission ne proposait donc pas formellement d'objectifs contraignants, l'approche proposée y conduisait vraisemblablement¹³⁷. Il a donc été estimé que, l'énergie n'étant pas un domaine de compétence communautaire, des objectifs formellement indicatifs mais contraignants en pratique entreraient en conflit avec les dispositions du traité CE relatifs à la subsidiarité¹³⁸, ainsi qu'avec le droit des Etats membres de décider de leurs mix énergétiques¹³⁹. En revanche, le Parlement et le Conseil en tiraient des conclusions opposées, le Parlement soutenant une option permettant de corriger des objectifs nationaux incompatibles avec les objectifs communautaires et de Kyoto par l'adoption de dispositions de nature législative fixant des objectifs nationaux « *individuels et contraignants* », établis toutefois « *en concertation avec l'Etat membre concerné* » afin de satisfaire au principe de subsidiarité¹⁴⁰.

154. Le texte finalement adopté a été un texte de compromis, reflétant à la fois l'accord des institutions sur l'approche « nationale » des objectifs, c'est-à-dire le fait que l'objectif communautaire devait être atteint sur la base d'objectifs déclinés par Etat membre, et l'opposition du Parlement et du Conseil sur la fixation d'objectifs indicatifs ou contraignants. La directive 2001/77/CE disposait ainsi à son article 3 que les Etats membres fixent des objectifs nationaux « indicatifs », et qui simplement « prennent en compte » ses chiffres indicatifs. En outre, il était prévu que la Commission n'émette pas de propositions de révision de ces objectifs lorsqu'ils sont « justifiés ». Enfin le caractère obligatoire des objectifs proposés en cas d'objectifs nationaux insuffisants était laissé à la discrétion de la Commission¹⁴¹.

155. Cette question a reçu une nouvelle solution de compromis dans la directive 2009/28/CE, dans le sens d'un plus grand encadrement par la directive des politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable. Cette seconde directive a en effet été précédée d'un « Plan d'action du conseil européen (2007-2009) », adopté par le

¹³⁷ Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 367/02), point 4.5.

¹³⁸ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 26-27.

¹³⁸ JO C 378 du 29.12.2000, p. 89.

¹³⁹ Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 367/02), points 3.1, 4.2 et 4.5.

¹⁴⁰ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 26-27.

¹⁴¹ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérant 7.

Conseil européen des 8 et 9 mars 2007, approuvant l'objectif d'une proportion contraignante de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne à l'horizon 2020, et la définition d'« *objectifs globaux des Etats membres au plan national* »¹⁴².

156. Si elle se place donc dans la continuité de la directive 2001/77/CE en maintenant l'approche « nationale » des objectifs, cette seconde directive marque en revanche une rupture sur deux points. Elle affirme d'une part le caractère juridiquement contraignant de ces objectifs, qui n'étaient auparavant qu'« indicatifs ». Elle fait d'autre part de la trajectoire « indicative » donnée dans son annexe, qui n'était que « prise en compte » par les Etats membres, une trajectoire minimum que ceux-ci sont tenus de suivre.

157. Aux termes de l'article 3, paragraphe 1, la directive 2009/28/CE fixe tout d'abord, pour chaque Etat membre, des « objectifs nationaux globaux » en ce qui concerne la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables pour l'année 2020. Ces objectifs sont qualifiés de « contraignants », ce qui représente une évolution forte par rapport à la directive 2001/77/CE, qui n'en faisait que des objectifs « indicatifs », visant à garantir un cadre politique stable favorable à l'investissement¹⁴³. L'importance de cette motivation politique explique que, sur ce point, le texte finalement adopté aille plus loin que la proposition de la Commission, qui ne mentionnait pas cette qualification. Elle va également plus loin que les amendements du Parlement, qui ne proposait de qualifier d'objectif contraignant que celui de la Communauté dans son ensemble, mais non ceux de chaque Etat membre individuellement¹⁴⁴.

158. La directive fixe ensuite, aux termes des articles 3, paragraphe 2, pour chaque Etat membre une « trajectoire indicative », qui donne un rythme de progression de la part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale aboutissant à la satisfaction des objectifs nationaux globaux. Elle prévoit également à son article 4 l'adoption par chaque Etat membre d'un « plan d'action national en matière d'énergies renouvelables », de nature indicative, détaillant les mesures mises en œuvre pour atteindre ses objectifs finaux contraignants.

159. Cependant, si la trajectoire donnée en annexe de la directive est qualifiée « d'indicative », il s'agit en réalité d'une trajectoire minimale que les Etats membres sont tenus de suivre. En effet, la directive prévoit par ailleurs que la Commission évalue les plans d'action nationaux au regard de cette trajectoire et impose aux Etats membres de présenter un

¹⁴² Conclusions de la Présidence - Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, 7224/1/07.

¹⁴³ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérant 14.

¹⁴⁴ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 69.

plan d'action national modifié si la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables tombe en dessous de celle-ci¹⁴⁵.

160. Le renforcement du caractère contraignant des objectifs nationaux et du caractère minimal de cette « trajectoire indicative » est cependant relativisé par le fait que la Commission ne peut émettre qu'une « recommandation » en réponse à un plan d'action national jugé inadapté, et par l'absence de sanction en cas de non-respect des objectifs nationaux. La directive 2009/28/CE constitue ainsi une nouvelle solution de compromis entre la position des Etats membres, opposées au caractère contraignant des objectifs communautaires, et la position de la Commission, favorable à une trajectoire contraignante assortie de sanctions financières en cas de non-respect, afin de s'assurer que les Etats membres ne reportent pas leurs efforts à la fin de la période¹⁴⁶.

2) Une solution de moyen terme entre l'harmonisation et l'encadrement des mécanismes de soutien nationaux

161. Le second volet du débat sur l'intensité de l'encadrement nécessaire a porté sur la question du mode et du rythme d'harmonisation des mécanismes de soutien.

a) La mise à l'écart de la question de l'harmonisation des régimes de soutien

162. De manière constante, depuis son Livre vert de 1996, la Commission a défendu l'option d'un processus explicite d'harmonisation vers une forme de soutien intégrée au marché de l'électricité. Ce soutien aurait dû se faire au moyen d'un système de certificats négociables¹⁴⁷ consistant en l'obligation faite à chaque fournisseur de couvrir un certain pourcentage de l'électricité vendue par de certificats correspondant une production d'énergie renouvelable, de manière à apporter un soutien à cette production sans introduire de nouvelles distorsions de marché¹⁴⁸. Compte tenu de ce projet initial, les dispositions de la directive 2001/77/CE sur ce point représentaient une solution de compromis entre les nécessités politiques et économiques immédiates et le maintien de la perspective d'une harmonisation à terme. La Commission s'était en effet écartée dans sa proposition de directive de ce modèle

¹⁴⁵ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, article 4.

¹⁴⁶ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 19-20 et p. 71.

¹⁴⁷ Rowlands (I.H.), « The European directive on renewable electricity : conflicts and compromises », *Energy Policy*, n° 33, 2005, p. 965-974.

¹⁴⁸ Communication de la Commission du 20 novembre 1996, Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre vert pour une stratégie communautaire, COM (96) 576 final, p. 36.

théorique en considérant que le manque d'expérience ne permettait pas encore d'imposer un modèle commun de régime d'aide à l'échelle de la communauté¹⁴⁹. Elle avait en outre estimé que la réalisation des objectifs de la directive impliquait de garantir le bon fonctionnement des mécanismes nationaux existants, jusqu'à ce qu'un cadre communautaire soit mis en œuvre, de façon à conserver la confiance des investisseurs¹⁵⁰. Le choix a donc été fait d'un régime transitoire, autorisant les différents types de régimes d'aides, énumérés de manière non limitative à l'article 2 de la directive. Cela recouvre notamment les systèmes de « *soutien direct des prix sous forme de subvention par kWh fourni et vendu* », dont les régimes de prix fixes de rachat et de primes fixes.

163. En revanche, il résultait également des dispositions de la directive 2001/77/CE qu'un tel régime n'avait vocation qu'à être transitoire, en attendant la mise en place d'un cadre communautaire permettant d'harmoniser les pratiques nationales¹⁵¹. À cette fin, son article 4 prévoyait que la Commission évalue à court terme les mécanismes de soutien nationaux, et présente un rapport sur l'expérience acquise en ce domaine. L'objectif était de proposer un cadre communautaire, avec l'objectif « *d'adapter les régimes de soutien aux principes du marché intérieur de l'électricité* » et « *de rendre compétitive l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables* », de façon à réduire à moyen termes l'importance des aides apportées¹⁵².

164. Cette question s'est reposée dans les mêmes termes lors de la discussion de la directive 2009/28/CE, sans recevoir davantage de solution tranchée. La relance de la construction d'un cadre commun de soutien aux énergies renouvelables en 2006 a en effet été élaborée avec l'objectif d'aboutir à « une politique énergétique pour l'Europe », mais qui devrait « *respecter pleinement la souveraineté des Etats membres sur les sources d'énergie primaire et leurs choix quant aux sources d'énergie utilisées* »¹⁵³.

165. L'article premier de cette directive, en indiquant que celle-ci « *définit un cadre commun pour la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables* », semble marquer l'aboutissement du processus ouvert par la directive 2001/77/CE, qui avait pour objet « *de jeter les bases d'un futur cadre communautaire* »¹⁵⁴. Dans cette perspective, il

¹⁴⁹ Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 367/02), points 5.5, 5.5.3 et 5.6.

¹⁵⁰ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, considérant 14.

¹⁵¹ *Ibid.*, considérant 14.

¹⁵² *Ibid.*, considérant 16.

¹⁵³ Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final, point 47.

¹⁵⁴ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, article 1.

a été proposé d'ajouter comme objet de la directive, en plus de la promotion de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, « *son intégration dans le marché intérieur de l'énergie* »¹⁵⁵. Cela impliquait une perspective d'harmonisation des régimes de soutien nationaux, cette intégration devant se faire en « *combinant (les régimes nationaux de soutien) dans une politique européenne de l'énergie* »¹⁵⁶. Le Parlement proposait ainsi que la Commission propose à terme « *un régime d'aide européen harmonisé, fondé sur le jeu du marché, pour le développement des énergies renouvelables* »¹⁵⁷, afin d'éviter que la coexistence de vingt-sept régimes nationaux d'aide ne mène à une surenchère entre les Etats membres afin d'atteindre leurs objectifs.

166. Ce débat a cependant été tranché par le rejet de cette rédaction, pour s'en tenir à l'objectif immédiat de la directive, à savoir l'augmentation de la production d'énergie renouvelable, et aux moyens mis en œuvre, sans se prononcer sur l'opportunité d'une future harmonisation de régimes nationaux de soutien.

b) L'émergence de la question du niveau d'encadrement des régimes de soutien

167. Si la question de l'harmonisation des régimes de soutien a été écartée, la discussion de la directive 2009/28/CE a en revanche été marquée par l'émergence de la question du niveau de leur encadrement. En effet, le processus d'adoption de cette directive a opposé deux conceptions de l'encadrement par le droit dérivé de la marge de manœuvre laissée aux Etats membres dans la définition des régimes de soutien.

168. Une première position, défendue par la Commission, visait à encadrer les différentes étapes de la logique économique de ce soutien et à laisser une large marge de manœuvre aux Etats membres dans le choix des modalités des régimes de soutien. La définition proposée imposait ainsi un objectif final, à savoir la création d'un marché pour l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Elle indiquait un objectif intermédiaire permettant de l'atteindre, à savoir la réduction du coût de production de cette énergie. Elle donnait enfin les mécanismes économiques pouvant être utilisés pour atteindre cet objectif intermédiaire, à savoir une augmentation du prix de vente ou du volume d'achat de cette énergie. En revanche, dans ce schéma, une grande liberté était laissée aux Etats membres pour

¹⁵⁵ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 60.

¹⁵⁶ Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000), p. 17.

¹⁵⁷ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 54-55.

définir les modalités des régimes de soutien, puisqu'il était prévu simplement qu'il s'agisse soit « *d'une obligation d'utiliser ce type d'énergie* » soit d' « *une autre mesure incitative* »¹⁵⁸.

169. Une seconde position, défendue par le Parlement, visait à n'encadrer au niveau de la directive ni la logique économique des régimes d'aides, ni leurs modalités. Cette définition « minimaliste » se limitait à indiquer un objectif très largement délimité, commun à tous les régimes d'aides, à savoir « *créer ou renforcer des incitations visant à développer ou à accroître l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* », ainsi qu'une liste non exhaustive des régimes autorisés¹⁵⁹.

170. Le niveau d'encadrement finalement retenu dans la directive se rapproche de celui proposé par la Commission. La définition de la notion de « régime d'aide » donnée par l'article 2 n'encadre pas les modalités des régimes de soutien qu'elle autorise, dans la mesure où elle donne une liste très large de systèmes possibles, mais encadre en revanche leur logique économique, en reprenant celle proposée par la Commission. Conformément à cette définition, les mécanismes de soutien mis en place doivent donc viser l'objectif final de promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables grâce à la réduction du coût de cette énergie, en recourant à l'augmentation soit du prix de vente soit du volume d'achat de cette énergie.

171. La directive 2001/77/CE a ainsi été un résultat de compromis à l'issue de cinq années de négociations entre la Commission, le Conseil et le Parlement. Les réponses apportées sur les deux axes de divergences, relatifs à la question des finalités du soutien à la production d'électricité renouvelable et à la question de l'intensité de l'encadrement nécessaire, n'ont apporté que des solutions temporaires et de moyen terme, permettant de donner un cadre juridique communautaire à la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, sans pour autant trancher les questions théoriques qui la structurent et l'orientent. Comme l'a montré I.H. Rowlands¹⁶⁰, le cadre issu des négociations résultait du plus petit dénominateur commun entre les positions des différentes institutions sur ces grandes questions, et pour cette raison était instable et insoutenable à long terme. Son caractère transitoire était d'ailleurs assumé par les institutions communautaires, qui prévoyaient que la Commission propose un cadre communautaire au plus tard le 27 octobre 2005¹⁶¹.

¹⁵⁸ Proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2008) 19 final, article 2.

¹⁵⁹ Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008, p. 67.

¹⁶⁰ Rowlands (I.H.), « The European directive on renewable electricity : conflicts and compromises », *Energy Policy*, n° 33, 2005, p. 965-974.

¹⁶¹ Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, article 4.

II/ Un rôle planificateur de l'Etat réaffirmé

172. Le rôle planificateur de l'Etat se situe la continuité d'une tradition de la politique énergétique française remontant à la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz, justifiée par les implications de l'organisation de la production et de la fourniture d'énergie sur la vie de la nation. Le consensus qui s'était instauré entre les grandes formations politiques attribuait trois missions aux pouvoirs publics. La première était de garantir la fourniture d'une électricité de qualité à un prix raisonnable, en raison des conséquences du prix de l'énergie sur la compétitivité de l'économie et sur la vie quotidienne des citoyens. La deuxième était l'application d'un tarif unique sur tout le territoire national, pensé comme un déterminant important de l'aménagement du territoire. La troisième était l'indépendance énergétique, perçue comme l'une des conditions de l'indépendance de la politique générale de la France.

173. Le législateur français a donc tiré parti de la marge de manœuvre laissée aux Etats membres par les directives relatives à la promotion de l'énergie d'origine renouvelable dans la définition de leurs politiques de soutien à ces énergies pour maintenir ce rôle planificateur de l'Etat dans la mise en place des mécanismes de soutien. A cet effet ont été utilisées toutes les potentialités ouvertes par les directives relatives au marché intérieur de l'énergie en vue d'atteindre les objectifs fixés par les directives relatives à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Dans les limites du cadre ainsi fixé par le droit communautaire, la manière dont ces potentialités ont été transposées résulte d'un équilibre entre deux conceptions de la place que doivent tenir dans ce domaine le pouvoir politique et l'autorité de régulation.

174. Deux niveaux peuvent être distingués dans la transposition des moyens juridiques autorisés par les directives relatives au marché intérieur de l'énergie.

175. Un premier niveau porte sur la définition des finalités de la mission des pouvoirs publics en matière énergétique. Il est constitué des dispositions légales relatives au « service public de l'électricité » qui légitiment, en en fixant les finalités, le rôle planificateur de l'Etat. Ce premier outil conceptuel s'appuie sur la notion communautaire d'« obligations de service public » pour la transposer en lui donnant une définition extensive, de manière à préserver les intérêts nationaux jusque-là garantis par les différentes missions assignées aux opérateurs dans les cahiers des charges de concession des réseaux de transport et de distribution (A).

176. Un second niveau porte sur l'organisation de la mise en œuvre de la planification de la politique énergétique. Il est constitué des instruments juridiques fixant le cadre d'exercice des missions de service public de l'Etat en matière de « développement équilibré de l'approvisionnement en électricité » et, au sein de cet objectif, de développement de la production d'électricité renouvelable. Ce second outil conceptuel qu'est la

programmation pluriannuelle des investissements, devenue programmation pluriannuelle de l'énergie, vise à concilier le maintien de la maîtrise de l'Etat sur la politique de l'énergie avec l'apparition de nouveaux opérateurs sur le marché de la production d'électricité et avec les obligations de transparence fixées par le droit communautaire (B).

A) Une définition extensive du service public de l'électricité justifiant le rôle planificateur de l'Etat

177. La notion de « service public de l'électricité » remplit en droit interne deux fonctions au regard du rôle planificateur de l'Etat. Sur le plan juridique, sa définition et son contenu orientent l'exercice du rôle planificateur de l'Etat en en définissant les objectifs, tandis que, sur le plan politique, la nature de « service public » de ces missions légitime en retour l'exercice de ce rôle planificateur. Le législateur a donc tiré parti de la marge d'interprétation laissée par la notion communautaire d'« obligations de service public » pour en adopter une définition « défensive » (1), de manière à en faire un instrument de préservation d'un certain nombre d'intérêts publics (2).

1) Une définition « défensive » du service public de l'électricité au cœur de la loi

178. La directive 96/92/CE, à son article 3, a ouvert la possibilité aux Etats membres d'« *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* ». Cette reconnaissance de l'existence d'un service public de l'électricité dans le droit dérivé de l'Union européenne résulte de longues négociations pour faire admettre « l'exception française » en matière de services publics. Le législateur a donc fort logiquement saisi l'occasion de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui transposait cette directive, pour instaurer dans le droit interne un « service public de l'électricité », notion jusque-là inexistante. Il a voulu par ce moyen maintenir un rôle central de l'Etat dans l'organisation du secteur énergétique, en matière de programmation d'investissement, de fixation des prix et de délivrance des autorisations. Ainsi, suivant les termes du rapporteur de la loi, « *le service public de l'électricité constitue le cœur du texte* »¹⁶².

179. La définition du service public de l'électricité donnée par la loi visait à préserver la maîtrise de l'Etat sur la structure du secteur énergétique national et assurer le

¹⁶² Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 150.

maintien des missions de service public assurées jusque-là. En effet, le contenu des missions de service public résultant de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité « *procède d'une construction intellectuelle élaborée à partir des différentes missions assignées aux opérateurs dans les cahiers des charges de concession des réseaux de transport et de distribution* »¹⁶³. Ainsi, après avoir énoncé que « *le service public de l'électricité a pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général* », l'article premier de la loi listait une série d'objectifs auxquels il « *concourt* » ou « *contribue* ». Aux termes de ces dispositions, il était ainsi prévu que le service public de l'électricité contribue « *à 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* ». De même, il devait concourir « *à la cohésion sociale, en assurant le droit à l'électricité pour tous, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique* ».

180. Cette longue énumération d'objectifs du service public de l'énergie, au caractère général et à l'interprétation potentiellement très extensive, conférait à cet article premier de la loi une fonction d'essence plus politique que juridique. Celui-ci avait en effet une fonction essentiellement défensive à l'égard du droit communautaire, en formant, suivant la formule du professeur Richer, « *une sorte de ligne Maginot du service public* », dans laquelle « *toutes les formes d'intérêt général possibles sont convoquées pour légitimer la position française en matière de libéralisation du marché de l'électricité* »¹⁶⁴.

2) Un service public de l'électricité au contenu étendu

181. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, puis sa codification par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 aux articles L.121-1 à 5 du code de l'énergie, ont défini précisément le contenu du service public de l'électricité, de manière à assurer la conformité des missions de service public avec la jurisprudence de la Cour de justice. Celle-ci impose en effet, pour attribuer à un opérateur public des droits exclusifs, que ledit opérateur soit expressément chargé par un acte de la puissance publique de la gestion d'un service d'intérêt économique général (SIEG), que la « *mission particulière* » résultant de ce SIEG soit précisément définie, et que les droits

¹⁶³ *Ibid.*, p. 119.

¹⁶⁴ Richer (L), « *Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité* », *AJDA*, 2000, p.239.

exclusifs accordés soient nécessaires pour permettre l'accomplissement de cette mission dans des conditions économiques acceptables¹⁶⁵. La Cour a toutefois retenu une conception large de ces « missions particulières ». Elle a ainsi admis que qu'il ne saurait être interdit aux Etats membres de tenir compte, lorsqu'ils définissent les services d'intérêt économique général dont ils chargent certaines entreprises, d'objectifs propres à leurs politiques nationales. De même, les Etats peuvent atteindre ces objectifs au moyen d'obligations et contraintes qu'ils imposent auxdites entreprises, y compris des obligations en matière d'environnement et d'aménagement du territoire¹⁶⁶.

182 Aux termes de l'article L.121-1 du code de l'énergie, le service public de l'électricité se trouvait tout d'abord chargé de quatre finalités, reprenant et développant l'article premier de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La première, et la plus fondamentale, consistait de manière classique à garantir, dans le respect de l'intérêt général, l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national. Était ensuite assignée au service public de l'électricité une série d'objectifs auxquels celui-ci devait « contribuer », à savoir l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, la maîtrise de la demande d'énergie, la compétitivité de l'activité économique et la maîtrise des choix technologiques d'avenir, l'utilisation rationnelle de l'énergie, ainsi que la gestion optimale et le développement des ressources nationales, ce dernier objectif visant à éviter l'exploitation des ressources d'énergie disponibles sur le territoire national mais non compétitives¹⁶⁷. Cet article reprenait également les objectifs de la politique de l'énergie définis par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite « loi POPE »), à savoir celui de concourir « à la cohésion sociale, à la lutte contre les exclusions, au développement équilibré du territoire, dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, ainsi qu'à la défense et à la sécurité publique ». Enfin, l'article L.121-1 disposait, de manière traditionnelle, que le service public de l'électricité devait être géré selon les principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, ainsi que « dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique ».

183 Les trois missions du service public de l'électricité, reprises de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, étaient énumérées et détaillées par les articles L.121-2 à 5 du code de l'énergie, autour des trois pôles d'activité du système électrique, la production, le transport et la distribution, et enfin la fourniture.

¹⁶⁵ CJCE, 23 octobre 1997, *Commission c/ République française*, C-159/94, points 49 et 52.

¹⁶⁶ *Ibid.*, points 56 et 57.

¹⁶⁷ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, p. 151.

184. La première mission visait ainsi le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, en poursuivant un double objectif. D'une part ce « développement équilibré » devait remplir les objectifs assignés par la programmation pluriannuelle des investissements de production. La notion d'équilibre impliquait d'aboutir à une répartition conforme à l'intérêt général entre les différentes énergies primaires, les différentes techniques de production et les localisations géographiques des sites de production¹⁶⁸. D'autre part, ce « développement équilibré » devait garantir l'approvisionnement de zones non raccordées au réseau métropolitain continental, c'est-à-dire les départements d'outre-mer et certaines îles métropolitaines, en dépit du coût important des systèmes de production autonomes dans les régions insulaires.

185. La deuxième mission du service public de l'électricité visait le développement et d'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, avec tout d'abord l'objectif d'assurer la desserte rationnelle du territoire par ces réseaux. Il est à souligner que le législateur n'entendait pas cette « rationalité » de l'organisation du transport et de la distribution selon des critères uniquement économiques, mais également selon des critères liés à l'aménagement du territoire et à la protection de l'environnement¹⁶⁹. Cette mission visait par ailleurs le raccordement et l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution dans des conditions non discriminatoires, impératif essentiel pour toute activité de réseau s'ouvrant à la concurrence.

186. Enfin, la troisième mission du service public de l'électricité, portant sur la fourniture de l'électricité, se divisait en trois éléments. Elle comprenait premièrement une obligation générale de fourniture d'électricité aux « clients non éligibles », c'est-à-dire ceux n'ayant pas encore accès au marché concurrentiel de la fourniture d'électricité. Elle comprenait ensuite une obligation spécifique faite à EDF d'assurer aux clients dits « éligibles » une fourniture de secours. Enfin, elle comprenait une obligation, pesant également sur EDF, de conclure des contrats avec les clients « éligibles » ne trouvant pas de fournisseur « *dans des conditions économiques ou techniques raisonnables* ».

187. Les dispositions issues de l'article 2 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 détaillaient donc précisément le contenu du service public de l'électricité, sans se limiter à une référence aux grandes lois du service public d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, mentionnées à la fin de l'article premier de cette loi. L'objectif était, aux termes de ces dispositions, « *d'empêcher la dérive purement concurrentielle du système* »¹⁷⁰. Dans cette optique, les articles L.121-2 à 5 du code de

¹⁶⁸ *Ibid.*, p. 156.

¹⁶⁹ *Ibid.*, p. 157.

¹⁷⁰ Richer (L.), « Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité », *AJDA*, 2000, p.239.

l'énergie définissaient au sein de chacune des trois fonctions du système électriques un « noyau dur » d'activités nécessaires à la sécurité de l'approvisionnement, à la cohésion sociale et à la préservation de l'environnement, légitimant une intervention des pouvoirs publics dans le fonctionnement du marché de l'énergie.

B) Une place importante de l'autorité administrative dans la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable

188. Le second « outil conceptuel » du rôle planificateur de l'Etat en matière de développement de la production d'électricité renouvelable a été, jusqu'à la LTECV, la programmation pluriannuelle des investissements (PPI). Mentionnée par l'article L.121-3 du code de l'énergie comme l'instrument juridique structurant la mise en œuvre de la mission de « développement équilibré de l'approvisionnement en électricité » du service public de l'énergie, elle visait à concilier le maintien de la maîtrise de l'Etat sur la politique de l'énergie avec l'apparition de nouveaux opérateurs sur le marché de l'électricité et les obligations de transparence fixées par le droit communautaire.

189. Le mode d'adoption des programmations pluriannuelle des investissements résultait de l'équilibre entre deux conceptions des rôles respectifs du ministre chargé de l'énergie et des autres acteurs du marché de l'énergie (1). Par ailleurs, les programmations pluriannuelles des investissements successives permettent de suivre l'évolution de la politique française de soutien à la production d'électricité renouvelable, qui a mis en œuvre au niveau national les objectifs fixés au niveau communautaire par les directives relatives à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (2).

1) Un mode d'adoption de la programmation pluriannuelle des investissements favorable au ministre chargé de l'énergie

190. La directive 96/92/CE ainsi que les directives qui lui ont succédé ont laissé la possibilité aux Etats membres de mettre en place une « planification à long terme des investissements » comme moyen de réalisation des obligations de service public¹⁷¹. Cette notion était définie, à l'article 2 de la même directive, comme « *la planification des besoins d'investissement en capacité de production et de transport dans une perspective de long terme, en vue de satisfaire la demande en électricité du réseau et d'assurer l'approvisionnement des clients* ».

¹⁷¹ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 3.

191. Le législateur national a exploité les potentialités d'interprétation laissées par cette définition en instituant, à l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, une « programmation pluriannuelle des investissements de production » arrêtée par le ministre chargé de l'énergie. Cette programmation « *fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique* ». Une telle planification en matière énergétique a représenté une innovation importante en droit interne, dans la mesure où il n'existait en effet pas jusqu'alors de planification des investissements d'origine étatique par sources d'énergie, modes de production et zones géographiques. Les projets d'investissement d'EDF étaient seulement soumis au contrôle du « Comité spécialisé énergie », composé de représentants des diverses administrations de l'Etat, puis à celui du « Comité des investissements économiques et sociaux » (CIES)¹⁷².

192. La mise en place du cadre réglementaire de cette planification a soulevé plusieurs difficultés, reflétant des conceptions différentes du pilotage de l'évolution du secteur énergétique par l'Etat. Ces conceptions opposaient d'une part l'Assemblée nationale, dominée par une majorité attachée à donner une consistance solide à la notion de « service public de l'électricité » et à préserver le rôle central de l'Etat dans la politique énergétique nationale, et le Sénat, qui souhaitait que soit développée la concurrence dans l'esprit de la directive 96/92/CE.

193. En premier lieu, ces oppositions ont mené le législateur à encadrer par avance, à l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, le contenu des PPI à venir. Il a donc précisé que « *cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles* ». Cette disposition visait à répondre à la crainte du Sénat que la programmation n'aboutisse à limiter les nouvelles installations de production, afin de protéger l'opérateur historique, EDF, au détriment du développement d'une production indépendante d'énergie, notamment d'origine renouvelable¹⁷³. Pour cette même raison, la seconde chambre était en outre favorable à une réduction de la valeur normative de la PPI, à laquelle elle aurait voulu conférer un caractère seulement « prévisionnel », pour en faire un cadre incitatif destiné à orienter les choix d'investissement.

194. En second lieu, le mode d'établissement du bilan prévisionnel pluriannuel, document qui anticipe les évolutions de la consommation, des capacités de transport et de distribution, et des échanges avec les réseaux étrangers, sur la base duquel étaient adoptées les PPI, reflète la volonté du législateur de maintenir le monopole de l'Etat sur la planification de

¹⁷² Rapport n° 502 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

¹⁷³ *Ibid.*

la politique énergétique nationale. En effet, un débat s'est ouvert lors de l'examen du projet de loi sur les rôles respectifs du ministre chargé de l'énergie, de la Commission de régulation de l'électricité (CRE) et du gestionnaire du réseau de transport (GRT) dans l'élaboration des PPI. Deux raisons militaient en défaveur de l'établissement du bilan prévisionnel pluriannuel par le seul GRT. D'une part, l'entité chargée de cette mission étant alors encore un service d'EDF, une telle attribution risquait de donner à cette entreprise publique une position de juge et partie. D'autre part, le GRT étant chargé du transport, il n'apparaissait pas qualifié pour élaborer la programmation des modes de production. Le Sénat avait donc proposé la suppression de la référence au GRT et prévoyait une consultation de la CRE. L'Assemblée nationale a cependant choisi d'écarter toute intervention de la CRE dans le processus d'élaboration de la PPI, afin de limiter celle-ci à son rôle de régulateur de l'accès au réseau et de garant des relations de concurrence loyale entre les différents opérateurs, et de ne pas étendre son champ de compétence à la définition de la politique de l'énergie, monopole du Gouvernement et du Parlement. Le législateur a donc attribué l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel au GRT, en précisant cependant que cette élaboration se ferait « *sous le contrôle de l'Etat* ». L'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité disposait donc que, « *pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport* ».

2) Une répartition des prérogatives dans l'attribution de l'obligation d'achat favorable à l'Etat

195. La directive 96/92/CE imposait à son article 20 aux Etats membres de mettre en place des autorités compétentes indépendantes des parties pour régler les litiges relatifs aux contrats, aux négociations et aux refus d'accès aux réseaux et d'achat. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a donc institué un organisme de régulation sous la forme d'une nouvelle autorité administrative indépendante, la Commission de régulation de l'électricité, devenue Commission de régulation de l'énergie par l'article 13 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.

196. La régulation du système énergétique a été organisée en France d'une manière spécifique, par un choix politique fait dans la répartition des deux champs de régulation dans le domaine énergétique, en raison des deux enjeux propres à ce secteur.

197. Le premier enjeu était relatif aux spécificités de la régulation du système énergétique, qui mêle concurrence et missions de service public. En effet, comme l'indiquait le rapporteur du projet de loi pour l'Assemblée nationale, « *le droit général de la concurrence, tant français qu'europpéen, a été conçu dans le but d'encadrer un marché déjà*

concurrentiel, de préserver le maintien de cette concurrence et de garantir que la concurrence s'y exerce loyalement ; il est mal adapté à la situation particulière de l'ouverture à la concurrence d'un marché monopolistique public ». En effet, il « ne permet pas de prévenir une arrivée anarchique et déstabilisatrice d'opérateurs sur le marché, ni la disparition d'offres de services particulièrement nécessaires à la satisfaction de certains besoins essentiels des consommateurs ou de la Nation »¹⁷⁴. Pour ces raisons, le législateur a fait le choix d'organiser un système de régulation qui s'écarte du droit commun de la concurrence.

198. Le second enjeu, qui dérivait du premier, était relatif à l'organisation institutionnelle de cette régulation. Le Conseil de la concurrence, dans un avis rendu le 28 avril 1998¹⁷⁵, avait bien éclairé la problématique de l'organisation de la régulation du marché de l'électricité en identifiant deux champs ouverts à la régulation en ce domaine. Elle distinguait, d'une part, les questions qui « *conditionnent avant tout le succès de politiques publiques* ». Cela désigne les questions touchant à la définition et au financement des obligations d'intérêt général imposées à l'ensemble des acteurs, ainsi que celles touchant au contrôle des investissements dans le domaine de la production. Elle distinguait, d'autre part, les questions « *cruciales pour un développement satisfaisant de la concurrence* », à savoir celles relatives à l'accès aux réseaux, à la gestion du système électrique et des marchés associés ainsi qu'au contrôle de l'action de l'opérateur historique sur le marché concurrentiel. L'enjeu était donc la répartition institutionnelle des compétences afférentes à ces différentes problématiques.

199. Le législateur a pris modèle sur ce qui avait été fait en matière de réglementation des télécommunications par la loi n° 96-659 du 26 juillet 1996 pour définir un corpus de règles spécifique de régulation du marché de l'électricité¹⁷⁶. La CRE participe ainsi à l'exercice du pouvoir normatif, exerce un pouvoir normatif et un pouvoir de sanction, détient un pouvoir d'enquête et exerce une fonction contentieuse, dans des conditions qui n'ont été que peu modifiées par la réforme mise en place par la LTECV.

200. Cependant, en dépit de cette inspiration, les compétences de la CRE sont restées relativement limitées dans le domaine de la promotion des énergies renouvelables, en raison du partage de compétences opéré par la loi entre le pouvoir politique et la CRE. En effet, les débats législatifs ont été marqués par une opposition entre deux conceptions du rôle de la CRE¹⁷⁷. La première, défendue par le Sénat, visait à faire de la CRE une autorité

¹⁷⁴ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale, Tome I.

¹⁷⁵ Avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998 du Conseil de la concurrence relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché électrique dans le cadre tracé par la directive européenne 96/92/CE.

¹⁷⁶ Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale, Tome I.

¹⁷⁷ Rapport n° 2004 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale, p. 15.

administrative indépendante dotée de pouvoirs conséquents, sur le modèle de l'Autorité de régulation des télécommunications. La seconde, défendue l'Assemblée nationale et finalement adoptée, limitait strictement la compétence de la CRE au rôle de régulateur de l'accès au réseau et de garant des relations de concurrence loyale entre les différents opérateurs. Le législateur a en effet estimé que la définition de la politique de l'énergie et la gestion du service public de l'électricité devaient rester le monopole du Gouvernement et du Parlement, du fait de la qualité de « produit de première nécessité » de l'électricité, rappelée à l'article premier de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité¹⁷⁸.

201. Le rôle de la CRE a donc été particulièrement limité. Elle ne dispose en effet pas en matière de soutien aux énergies renouvelables de pouvoirs normatifs propres¹⁷⁹. Le législateur a notamment refusé d'associer la CRE à la procédure d'élaboration de la PPI par la voie d'une obligation de consultation préalable, afin de ne pas étendre son champ de compétence à la définition de la politique de l'énergie, dont cette programmation constituait l'instrument central¹⁸⁰.

202. La CRE intervient toutefois dans une certaine mesure dans l'exercice du pouvoir réglementaire. En effet, sur certains points particulièrement techniques et cruciaux mettant en jeu des analyses économiques, les décisions doivent être prises sur proposition, et non sur simple avis, de la CRE. Il en est notamment ainsi de la détermination du montant des charges de service public assignées aux producteurs d'électricité et de la contribution financière nette versée aux opérateurs qui les supportent, arrêtés par le ministre chargé de l'énergie¹⁸¹.

203. Elle intervient également dans la mise en œuvre du système d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par « guichet ouvert » et par appels d'offres.

204. En matière d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par « guichet ouvert », la CRE est consultée sur les projets d'arrêtés fixant les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite. En revanche, le législateur a refusé que cette compétence s'étende à l'instruction des demandes d'autorisation d'exploitation et à la publication d'un avis, considérant qu'une telle compétence aboutirait à limiter trop fortement le pouvoir discrétionnaire du ministre¹⁸².

¹⁷⁸ Richer (L), « Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité », *AJDA*, 2000, p.239.

¹⁷⁹ Code de l'énergie, articles L.134-1 à 9.

¹⁸⁰ Rapport n° 2004 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale, p. 26.

¹⁸¹ Code de l'énergie, article L.121-9

¹⁸² Rapport n° 2004 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale, p. 26.

205. En matière d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat par voie d'appels d'offres, laquelle est étroitement liée au pilotage de la politique de l'énergie, le cadre législatif et réglementaire a également attribué au ministre de l'énergie un rôle central, la CRE n'exerçant que les fonctions d'organisation et de mise en œuvre. Cette dissociation des fonctions de pouvoir adjudicateur d'un côté et d'organisation et de gestion de la procédure de l'autre résulte directement de la transposition de l'article 8 de la directive 2009/72/CE. Celle-ci impose en effet de confier à une autorité indépendante l'organisation, le suivi et le contrôle des procédures de mise en concurrence, et permet expressément de désigner pour cette fonction l'autorité nationale de régulation des réseaux d'énergie.

206. Le régime juridique en vigueur jusqu'à la réforme issue de la LTECV prévoyait donc l'intervention de la CRE à quatre grandes étapes de la procédure d'appel d'offres. Elle était premièrement chargée de la rédaction du cahier des charges conformément aux conditions générales de l'appel d'offres définies par le ministre chargé de l'énergie, ainsi que de sa publicité. Elle était ensuite chargée de la publication des réponses aux questions des candidats pendant la phase de constitution des offres. Troisièmement, elle analysait les dossiers reçus et soumettait au ministre chargé de l'énergie un classement des projets sous la forme d'une fiche d'instruction sur chaque offre mentionnant la note chiffrée établie par application des critères de sélection des offres, ainsi qu'un rapport de synthèse sur l'appel d'offres. Enfin, elle formulait un avis motivé sur le choix des candidats finalement retenus par le ministre, avis rendu public une fois le choix des lauréats effectué.

207. En revanche, le législateur a refusé d'imposer au ministre chargé de l'énergie une obligation de consultation de la CRE avant de mettre en œuvre cette procédure, comme le proposait le Sénat, ainsi que de donner à la CRE la compétence de définir les conditions de l'appel d'offres¹⁸³. Si le ministre chargé de l'énergie n'exerçait pas les fonctions d'organisation et de mise en œuvre de l'appel d'offres, il conservait donc celles de prendre la décision de recourir à cette procédure, de définir les conditions de l'appel d'offres et de donner ses instructions à la CRE pour la rédaction des cahiers des charges, ainsi que le pouvoir de décision sur le choix des offres. La réalité de ces compétences est particulièrement visible dans certains cas où il s'est écarté de l'avis émis par la CRE sur le choix des offres. En effet, s'il n'était pas en droit tenu de suivre l'avis émis par la CRE, sa publication au JORF l'y incitait cependant fortement. Toutefois, bien que dans la quasi-totalité des cas le ministre ait suivi l'avis de la CRE, il existe certains précédents dans lesquels il s'en est écarté¹⁸⁴.

¹⁸³ Rapport n° 2004 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale, p. 27.

¹⁸⁴ Voir notamment la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2012 portant avis sur le choix des offres que la ministre chargée de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité solaire d'une puissance crête supérieure à 250 kWc.

Conclusion du chapitre I

208. Jusqu'à la réforme de la LTECV, le régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a été caractérisé par une certaine cohérence, dans ses dimensions juridique et politique, qui a permis une grande stabilité.

209. La première dimension de la cohérence qui a caractérisé ce régime est de nature juridique. La compatibilité de ce régime avec le droit du marché intérieur a en effet été assurée par le fait que le législateur communautaire a pris en compte, dans les directives visant à construire le marché intérieur de l'électricité, les éléments nécessaires à la mise en œuvre de la politique de développement des énergies renouvelables. Il a ainsi progressivement pallié les risques d'incompatibilité entre le soutien aux énergies renouvelables par les Etats membres et les règles de la concurrence sur le marché intérieur posés par la division initiale de la politique de soutien aux énergies renouvelables entre deux politiques communautaires. Les Etats membres ont pu, pour apporter le soutien public à la production d'électricité renouvelable nécessité au titre de l'application de la politique communautaire de l'environnement, recourir à des instruments juridiques expressément autorisés au titre de la politique du marché intérieur. Le législateur national a ainsi structuré le système des mécanismes de soutien à la production d'énergies renouvelables en tirant pleinement parti de ces différents instruments, à savoir l'imposition d'obligations de service public aux entreprises du secteur de l'énergie, la planification de long terme du développement de ces énergies, ainsi que les procédures d'autorisation et de mise en concurrence.

210. La seconde dimension de la cohérence de ce régime des mécanismes de soutien, étroitement liée à la première, est de nature politique. Le maintien du rôle planificateur de l'Etat a constitué, dans la continuité d'une pratique déjà ancienne dans le secteur énergétique, le fil directeur de l'adaptation du cadre juridique national à la politique communautaire de développement des énergies renouvelables et de libéralisation des marchés de l'énergie. L'exercice de ce rôle planificateur par l'Etat a reçu une importance particulière dans le cas des énergies renouvelables en raison du coût pour les finances publiques du soutien à cette production. Le législateur a ainsi veillé à conserver aux pouvoirs publics le monopole de la définition de la politique énergétique et de son application. Parallèlement, la politique communautaire de soutien aux énergies renouvelables a eu pour principe directeur une perspective d'intégration croissante, menant à un renforcement de l'encadrement des politiques nationales par le droit dérivé afin d'imposer aux Etats membres des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables. Cependant, cette intégration résulte d'une série de compromis entre les différentes institutions communautaires, qui a abouti à laisser une grande marge de manœuvre aux Etats membres dans le choix des moyens utilisés pour atteindre ces objectifs. De cette manière a été assurée la compatibilité du principe directeur de la planification de la politique énergétique française par l'Etat avec celui de la politique communautaire de développement des énergies renouvelables.

Chapitre II : Une réforme aux principes directeurs complexes

211. La LTECV a été le résultat de la conjonction de deux processus de réformes, l'un initié au niveau national par le Débat national sur la transition énergétique lancé en novembre 2012, l'autre initié la même année au niveau européen par la Commission, visant à réviser tant la politique de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat¹⁸⁵ que la politique de l'Union européenne spécifique au développement des énergies renouvelables¹⁸⁶.

212. Le processus de réforme initié par la Commission a abouti à la publication des LDAEE 2014, par lesquelles elle impose aux Etats membres, au moyen de sa compétence de contrôle de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur, le respect d'un certain nombre de principes dans le soutien qu'ils apportent au développement des énergies renouvelables.

213. La réforme du volet de politique énergétique française portant sur la production d'énergie renouvelable s'est donc effectuée avec en arrière-fond le cadre établi par les règles des Lignes directrices en matière d'aide d'Etat dans les domaines de l'environnement et de l'énergie, dont les premières devaient entrer en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2016. Le législateur a été amené à prendre en compte parmi les objectifs de la politique nationale de transition énergétique ceux poursuivis par la Commission. Ainsi, « *si certaines « recettes » et modalités techniques de la transition sont bien françaises, le droit de l'Union européenne y opère régulièrement en surplomb (...)* »¹⁸⁷. En ce domaine, l'enjeu de la LTECV a donc été de mettre en œuvre dans le cadre juridique interne les principes issus du droit de l'Union européenne tout en préservant les principes structurants de la politique énergétique nationale.

214. Les dispositions de la loi organisent la politique de soutien à la production d'énergie renouvelable autour de deux ensembles de principes directeurs. Le premier ensemble, qui porte sur le fonctionnement des mécanismes de soutien, établit un nouvel équilibre entre l'objectif de garantie de rentabilité des investissements et l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité (Section I). Le second, qui porte sur l'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien, met en place un nouvel équilibre entre l'objectif de concurrence dans le mode d'octroi du bénéfice de ces mécanismes de soutien et l'objectif de planification du mix énergétique (Section II).

¹⁸⁵ Communication de la Commission du 8 mai 2012, Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat, COM(2012) 209 final.

¹⁸⁶ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final.

¹⁸⁷ Fonbaustier (L), « Une volonté politique énergétique et croissante aux effets incertains. - À propos de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *La Semaine Juridique, Edition Générale*, n° 41, 5 octobre 2015, p. 1053.

Section I : Des principes de fonctionnement des mécanismes de soutien conciliables

215. La révision des Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement de 2008 (LDEE 2008)¹⁸⁸ visait à apporter une réponse au constat de la Commission¹⁸⁹ qu'elles ne permettaient pas de prévenir deux « défaillances économiques » des mécanismes de soutien nationaux, aux conséquences négatives sur le fonctionnement du marché de l'électricité dans son ensemble. En effet, si une évolution progressive d'une partie des mécanismes de soutien nationaux vers des systèmes de complément de rémunération était certes observable, la Commission doutait cependant que l'ensemble des Etats membres fassent en temps opportun et de manière adéquate les réformes nécessaires pour supprimer ces distorsions de marché¹⁹⁰. La réforme des lignes directrices applicables aux aides d'Etat aux énergies renouvelables a donc été pour la Commission le moyen d'encadrer de manière stricte les modalités de fonctionnement des mécanismes de soutien nationaux, en fixant deux principes d'organisation de ces mécanismes visant à réduire l'impact de la production d'énergie renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

216. Les principes de fonctionnement ainsi définis par la Commission ont bien été mis en œuvre dans le droit interne par la LTECV. Le législateur a toutefois veillé à encadrer leur application, afin de répondre aux craintes des producteurs d'électricité renouvelable quant à la rentabilité de leurs investissements. En effet, ces principes, parce qu'ils lient la rémunération des installations de production soutenues aux évolutions du marché, sont de nature à générer une grande incertitude quant au niveau de rémunération effectivement perçu, incertitude tout aussi préjudiciable aux décisions d'investissement que l'instabilité réglementaire que les LDAEE 2014 visent à réduire.

217. Le régime juridique mis en place par la LTECV recherche ainsi un équilibre entre, d'un côté, les principes visant la diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité (I) et, d'un autre côté, un principe visant à garantir la rentabilité des investissements (II).

I/ Un objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien sur le marché intégré par le législateur

¹⁸⁸ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01).

¹⁸⁹ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139.

¹⁹⁰ *Ibid.*, p. 30.

218. De manière clairement affirmée et largement développée dans ses diverses communications par la Commission, le premier motif de la révision des LDEE 2008 était l'impact négatif sur le fonctionnement du marché de l'électricité de deux défaillances économiques des mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres.

219. La première défaillance identifiée était « *l'inefficacité des systèmes de soutien administrativement institués* », c'est-à-dire le fait que le niveau d'aide n'est pas fixé au niveau adéquat pour obtenir les effets voulus au moindre coût. Les Etats membres recouraient en effet majoritairement à des systèmes de tarifs d'achat administrativement établis qui, selon la Commission, « *ne garantissent pas l'efficacité des coûts en raison des asymétries d'information entre le régulateur établissant le niveau de soutien et les producteurs qui en bénéficient* »¹⁹¹. Cette situation avait pour effet de créer un risque d'instabilité réglementaire néfaste aux investissements industriels. Ainsi, entre 2010 et 2012, l'écart entre le niveau de soutien nécessaire et le niveau de soutien fixé avait entraîné dans plusieurs Etats membres des hausses rapides des coûts des mécanismes de soutien. Ces hausses avaient amené les Etats soit à les suspendre par des moratoires, dans quatre cas recensés par la Commission, soit à les modifier rétroactivement dans sept autres cas, tandis que six évolutions de mécanismes de soutien étaient encore prévues au moment de la préparation des nouvelles lignes directrices. La Commission estimait donc nécessaire de réformer le cadre européen, dont les règles « *ne garantissent pas que les mécanismes de soutien sont rentables ou qu'ils n'introduisent pas de distorsions indues* », plutôt que d'aboutir à des situations de modifications non prévues, voire rétroactives.

220. La seconde défaillance identifiée était l'absence d'incitation à la réactivité des producteurs d'énergie renouvelable aux mouvements du marché. En effet, lorsque l'aide est attribuée sous la forme d'un tarif d'achat, ces producteurs ne sont pas exposés aux signaux du marché, avec pour conséquence une incitation à produire sans avoir à tenir compte des besoins réels et des contraintes du système électrique. Cette situation peut se traduire par des anomalies sur le marché de l'électricité, notamment, en raison de l'insuffisante flexibilité du parc de production électrique, l'apparition de prix négatifs. Ce phénomène se produit lorsque le coût d'arrêt et de redémarrage de certains systèmes de production les amène à maintenir leur production en dépit de la baisse des prix consécutive à une offre supérieure à la demande. Or, les producteurs d'énergie renouvelable, étant rémunérés indépendamment du prix de marché, sont incités à injecter l'électricité produite quel que soit l'équilibre de marché, ce qui est de nature à aggraver ce phénomène de prix négatifs.

221. L'objectif d'un marché intérieur de l'énergie fonctionnant parfaitement suppose que les caractéristiques de la production d'énergie renouvelable n'affectent pas l'effectivité des lois du marché. Cette situation idéale supposant la suppression des mécanismes de soutien, qui, par leur existence même, sont considérés comme des

¹⁹¹ *Ibid.*

interférences avec les lois du marché, elle est au stade actuel incompatible avec le développement des filières de production d'électricité renouvelable. La Commission a donc visé dans les LDAEE 2014 un état de moyen terme dans lequel l'impact des mécanismes d'aide sur le fonctionnement du marché de l'électricité est réduit au minimum par l'application de deux principes de fonctionnement (A). Adoptée dans ce contexte, la LTECV a donc transposé ces deux principes de fonctionnement des mécanismes de soutien dans le droit français (B).

A/ Un objectif défini par la Commission européenne

222. Compte tenu des problèmes posés par les systèmes de soutien existants et des tendances à l'œuvre dans leurs évolutions, la Commission a opté pour la révision des LDEE 2008 selon deux principes visant la diminution de l'impact des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables sur le fonctionnement du marché de l'électricité. Le premier est un principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité (1) et le second un principe d'adaptation régulière des régimes d'aide aux conditions de marché (2).

1) Le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité

223. Le principe de la dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité a été détaillé et développé par la Commission dans deux documents de consultation, la communication du 5 novembre 2013 « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique »¹⁹² et le document du groupe de travail de la Commission du même jour¹⁹³ accompagnant ce texte. Ce principe signifie que l'aide doit « compléter les prix du marché et non les remplacer »¹⁹⁴ afin que les choix des investisseurs soient déterminés par le marché et non plus par des niveaux de prix garantis, de manière à limiter le coût supporté par le consommateur final.

224. Le mode de réalisation de ce principe, exposé par la Commission dans sa communication du 6 juin 2012 « Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie », consiste à rapprocher le fonctionnement des dispositifs de

¹⁹² Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final.

¹⁹³ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final.

¹⁹⁴ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 17.

soutien aux énergies renouvelables du jeu du marché, pour aller « *vers des régimes laissant les producteurs affronter les prix du marché* ». L'objectif est de garantir leur efficacité économique en encourageant la compétitivité technologique¹⁹⁵. En conséquence, les dispositions des lignes directrices applicables aux aides d'Etat aux énergies renouvelables ont vocation à permettre aux producteurs d'énergie renouvelable « *de participer pleinement à un marché vraiment concurrentiel et d'assumer progressivement les mêmes responsabilités que les producteurs conventionnels* », tout en prenant en compte les spécificités de cette production, notamment le caractère variable et non commandable de certaines énergies renouvelables.

225. La Commission a enfin élaboré, à travers ces diverses communications, un cadre théorique d'adéquation des divers mécanismes de soutien possibles à l'objectif de réduction de leurs effets négatifs sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

226. Le principe central de ce cadre est l'abandon des tarifs d'achat au profit d'un système « *qui obligent les producteurs à s'adapter aux prix du marché* ». En effet, compte tenu du fait que les technologies des énergies renouvelables gagnent en maturité et que les coûts diminuent, « *il importe que les décisions de production et d'investissement soient de plus en plus déterminées par les forces du marché et non par des niveaux de prix garantis définis par les pouvoirs publics* ». Or, suivant l'analyse de la Commission, les tarifs d'achat, d'une part, isolent les producteurs bénéficiaires du jeu du marché, et entravent donc les efforts visant à développer un marché de l'électricité large et liquide et, d'autre part, sont très exposés au risque d'une fixation inadaptée des niveaux des tarifs¹⁹⁶. Par conséquent, « *dans la pratique, cela implique de supprimer progressivement les tarifs de rachat, qui protègent les producteurs d'énergie renouvelable des signaux de prix du marché, au profit de primes de rachat et d'autres instruments de soutien tels que les obligations de quotas, qui obligent les producteurs à s'adapter aux prix du marché* »¹⁹⁷.

227. Relativement aux « divers instruments » pouvant remplacer ce système d'aide, malgré l'équivalence théorique en termes d'efficacité économique entre eux¹⁹⁸, la

¹⁹⁵ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final.

¹⁹⁶ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 8 et suiv.

¹⁹⁷ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final, p. 5.

¹⁹⁸ Sur la question de l'efficacité économique des différents mécanismes de soutien, voir notamment : Butler (L), Neuhoff (K), "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development", *Renewable Energy*, 2008, p. 1854-1867 ; Batlle (C), Perez-Arriaga (I. J.), Zambrano-Barraga (P), "Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing", *Energy Policy*, 2012, p. 212-220 ; Schallenberg-Rodriguez (J), Haas (R), "Fixed feed-in tariff versus premium : a review of the current Spanish system", *Renewable*

Commission estime les systèmes de primes plus appropriés en pratique que les autres pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables au marché, en raison de leur impact dynamique sur le fonctionnement de celui-ci. En effet, ils obligent les producteurs à trouver un acheteur sur le marché et garantissent ainsi leur exposition, à divers degrés, aux signaux de marché¹⁹⁹. La Commission a admis cependant que « *certaines formes de soutien à la R&D et d'autres soutiens administratifs ou financiers peuvent rester nécessaires pour les technologies les plus récentes non encore parvenues à pleine maturité* »²⁰⁰.

228. Le choix de la catégorie des systèmes de primes comme modalité optimale d'intégration des énergies renouvelables au marché intérieur de l'énergie laisse cependant un certain nombre d'arbitrages à opérer. Cette catégorie se subdivise en effet en mécanismes « à prime fixe » et en mécanismes « à primes variables ».

229. Une prime variable diminue automatiquement lorsque le prix de l'électricité augmente et inversement, ce qui a un effet négatif du point de vue du marché puisqu'elle protège partiellement le bénéficiaire des signaux de prix. Ce système est en revanche positif du point de vue des investissements, puisqu'il permet de les réaliser à un coût du capital raisonnable, du fait de la prévisibilité de la rémunération.

230. Une prime fixe est indépendante des mouvements des prix de l'électricité, avec des défauts et avantages inverses. Au titre des avantages, un tel mécanisme expose davantage les producteurs aux signaux de prix du marché, ce qui doit favoriser une bonne allocation des capitaux et réduire la production en période de prix négatifs. En termes d'inconvénients, ce mécanisme peut entraîner une compensation excessive si les prix sont supérieurs aux prévisions ou entraîner des pertes si les prix sont inférieurs, d'où une incertitude qui se traduit par des coûts d'investissement plus élevés. À cet égard cependant, une prime fixe assortie d'une limite de production rend les coûts du mécanisme de soutien pour la collectivité plus prévisibles.

231. La Commission n'a pas tranché entre les deux variantes du système de prime, en se limitant à lister les avantages et inconvénients de chacune. En effet, si selon elle un système de prime fixe est, toutes choses égales par ailleurs, plus efficace en termes d'exposition au marché qu'un système de prime variable, ce dernier peut cependant être préférable en fonction des situations. Dans ce cas, son efficacité en termes d'exposition au

Sustainable Energy, 2012 ; Abolhosseini (S), Heshmati (A), "The main support mechanisms to finance renewable energy development", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, p. 876-885.

¹⁹⁹ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 8 et suiv.

²⁰⁰ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final.

marché s'évalue en fonction de la fréquence à laquelle prime est ajustée et selon qu'il y a ou non un prix-plafond et un prix-plancher²⁰¹.

232. Conformément à ce cadre théorique, les LDAEE 2014 encadrent de manière relativement précise les aides au fonctionnement en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Elles imposent un système de prime qui doit permettre à la fois de limiter les coûts du soutien pour la collectivité, de donner aux investisseurs des signaux du marché clairs et de stimuler l'innovation²⁰². Cet encadrement se compose de trois conditions mises à leur compatibilité avec le marché intérieur²⁰³.

233. Premièrement, les producteurs doivent vendre leur électricité directement sur le marché. Les LDAEE 2014 disposent ainsi qu'« *afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, il importe que les bénéficiaires vendent leur électricité directement sur le marché et qu'ils soient soumis aux obligations du marché* »²⁰⁴.

234. Deuxièmement, les LDAEE 2014 imposent, à partir du 1^{er} janvier 2016 et pour tous nouveaux régimes et toutes nouvelles mesures d'aide, que l'aide soit octroyée « *sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché (prime) auquel les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché* ».

235. La Commission admet cependant que les systèmes de tarifs d'achat sont plus appropriés à certaines situations, notamment aux cas des acteurs de petite échelle, peu susceptibles d'entrer sur le marché de gros, tels que les particuliers ou les diverses initiatives communautaires locales. Les LDAEE 2014 prévoient donc que les conditions « de droit commun », définies au point 124, ne s'appliquent ni aux installations d'une capacité de production inférieure à 500 kW, ni aux projets de démonstration, ni aux installations éoliennes d'une capacité inférieure à 3 MW ou de moins de 3 unités de production²⁰⁵. Dans les cas où le système du tarif d'achat est maintenu, la Commission recommande cependant de planifier un ajustement des niveaux de soutien afin de refléter les évolutions des coûts. Cet ajustement peut se faire soit sous la forme d'une révision régulière, soit sous la forme d'une réduction

²⁰¹ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 8 et suiv.

²⁰² *Ibid.*, p. 8 et suiv.

²⁰³ Cloché-Dubois (C), « Électricité d'origine renouvelable : obligation d'achat et complément de rémunération », *RFDA*, 2017, p. 456.

²⁰⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 124.

²⁰⁵ *Ibid.*, point 125.

progressive, soit enfin sous la forme d'une dégressivité fonction du volume installé ou du niveau des dépenses de soutien²⁰⁶.

236. Troisièmement, les LDAEE 2014 imposent enfin qu'à partir du 1^{er} janvier 2016 des mesures soient prises « *pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs* ».

2) Le principe d'adaptation régulière des mécanismes de soutien aux conditions de marché

237. Dans l'élaboration des LDAEE 2014, la Commission a suivi un second principe, qui veut que les régimes d'aide soient flexibles dans leurs modes de fonctionnement, afin de prendre en compte la baisse des coûts de production²⁰⁷, qu'ils fassent l'objet d'une évaluation régulière et qu'ils soient supprimés lorsqu'ils ne sont plus nécessaires²⁰⁸. L'objectif est d'éviter qu'ils n'introduisent des distorsions de marché indues ou n'aboutissent à des coûts disproportionnés.

238. Ce principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché se subdivise en deux branches, l'une portant sur une évaluation ex ante, et l'autre sur une évaluation ex post.

239. La première branche de ce principe impose l'adaptation régulière des niveaux de soutien, d'une part de manière automatique, et d'autre part selon une révision régulière.

240. Le premier volet est l'adaptation automatique des niveaux de soutien. La Commission estime que les systèmes de soutien, qu'ils soient des systèmes de primes ou des systèmes de tarifs d'achat, doivent être dynamiques et suffisamment flexibles pour s'adapter à l'évolution de la situation des technologies de production d'électricité renouvelable. L'objectif est de prendre en compte le fait que leur rentabilité évolue fortement en raison des effets d'apprentissage, des innovations technologiques et des fluctuations du prix du marché de l'électricité. Elle avait d'ailleurs envisagé la mise en place d'une dégressivité automatique des niveaux des aides²⁰⁹, solution finalement non reprise dans les LDAEE 2014.

²⁰⁶ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 12.

²⁰⁷ *Ibid.*, p. 20.

²⁰⁸ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 13.

²⁰⁹ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 20.

241. Le second volet est la révision régulière des mécanismes de soutien. La Commission a ainsi indiqué dans les LDAEE 2014 qu'elle autoriserait les régimes d'aides pour une période maximale de dix ans, délai au terme duquel tout régime doit être à nouveau notifié²¹⁰.

242. Un contrôle plus étroit est prévu pour les aides attribuées sans procédure de mise en concurrence en raison de la faible capacité des installations bénéficiaires. Dans ce cas, « *les coûts de production sont actualisés régulièrement, au moins une fois par an* »²¹¹. Cette fréquence d'une année est issue d'un arbitrage entre le projet initial de la Commission, qui prévoyait une actualisation des coûts de production au moins tous les six mois ou à chaque GW de capacité installée supplémentaire, et l'opposition de certains Etats membres, pour lesquels un tel rythme était trop rapide au regard du temps nécessaire à la concertation, à l'élaboration et à la notification des arrêtés tarifaires. Ainsi la France proposait-elle une fréquence d'actualisation de deux ans²¹².

243. La seconde branche de ce principe impose une évaluation ex post de l'efficacité économique des aides.

244. Afin de garantir que les distorsions de concurrence soient limitées, la Commission a en effet prévu la possibilité²¹³ d'exiger que certains régimes d'aides soient limités dans le temps, en principe à un maximum de quatre ans, et soient soumis à une évaluation ex post, ce qui implique que l'Etat membre puisse avoir à notifier le régime d'aides à nouveau en vue de sa prolongation. La Commission précise que cet encadrement supplémentaire s'applique aux régimes entraînant un risque de distorsion de la concurrence particulièrement élevé. Plus précisément, « *l'évaluation ne s'applique qu'aux régimes d'aides prévoyant des montants d'aide élevés ou présentant des caractéristiques nouvelles ou lorsque des changements importants en ce qui concerne le marché, la technologie ou la réglementation sont prévus* »²¹⁴.

245. Lorsque cette évaluation s'applique, elle doit être communiquée par l'Etat membre à la Commission, soit pour lui permettre de juger de l'opportunité de prolonger le régime, soit à l'expiration de celui-ci. Elle est réalisée par un expert indépendant de l'autorité chargée de l'octroi des aides, sur la base d'une méthodologie commune fournie par la Commission et de modalités spécifiques à chaque évaluation, définies dans la décision

²¹⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 121.

²¹¹ *Ibid.*, point 131.

²¹² Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 10.

²¹³ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 242.

²¹⁴ *Ibid.*, point 243.

autorisant le régime d'aides. À cette fin, il est prévu que l'Etat notifie, conjointement avec le régime d'aides, un projet de plan d'évaluation, lequel fait partie intégrante de l'appréciation de la mesure en cause. La portée de cette évaluation est d'autant plus grande que les LDAEE 2014 disposent que « *toute mesure d'aide ultérieure ayant un objectif similaire (...) doit tenir compte des résultats de l'évaluation* »²¹⁵.

B/ Une mise en œuvre peu soulignée mais réelle

246. La LTECV a été adoptée dans la perspective de l'entrée en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2016 des premières dispositions encadrant le fonctionnement des mécanismes de soutien. Un de ses enjeux a donc été de rendre effectif, en l'inscrivant dans le droit interne, l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

247. La loi se compose tout d'abord d'un premier titre, de nature programmatique et déclaratoire, qui énonce les grands objectifs et principes de la politique énergétique française. Si ses dispositions sont sans valeur normative, elles sont révélatrices des enjeux politiques mis en avant par la société française dans le domaine de l'énergie. Cette première partie est suivie de sept titres, dont les dispositions plus techniques réforment en profondeur la politique énergétique nationale dans de nombreux secteurs.

248. Bien que régulièrement et fortement affirmé par la Commission, l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité et les principes qui en dérivent s'inscrivent de manière paradoxale dans cette structure de la loi. En effet, le premier chapitre ne les intègre qu'indirectement dans les grands objectifs et principes de la politique énergétique française (1). En revanche, une part importante des dispositions du titre V de la loi est consacrée à la mise en œuvre de ces deux principes (2).

1) Une intégration indirecte dans les dispositions législatives programmatiques

249. Les grandes orientations de la réforme opérée dans le système de soutien à la production d'électricité renouvelable sont définies par la LTECV dans son titre premier, portant sur les objectifs des politiques publiques en matière d'énergie. L'article premier de la loi réforme en effet les quatre premiers articles du code de l'énergie, notamment l'article L.100-1, qui énumère les objectifs poursuivis par la politique énergétique, l'article L.100-2,

²¹⁵ *Ibid.*, point 245.

qui énonce des moyens que l'Etat doit mettre en œuvre pour atteindre ces objectifs, et l'article L.100-4, qui fixe les objectifs quantitatifs assignés à la politique énergétique.

250. L'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables sur le fonctionnement du marché de l'énergie, défini par la Commission comme un élément essentiel de la politique énergétique de l'Union, n'a pas son équivalent dans les objectifs et moyens définis par ces articles, qui guident la politique française de l'énergie. Cela s'explique aisément par le fait que ce titre a pour objet de donner les grandes orientations qui unifient quant à leurs fins les multiples dispositions de la loi, lesquelles portent sur des secteurs et aspects de l'économie très divers et aux enjeux différents. Il est donc inévitable que ces orientations ne soient exprimées qu'en termes généraux et souvent vagues.

251. Cette caractéristique est à mettre en lien avec la nature politique de l'autorité de ces dispositions. Les objectifs de la politique de l'énergie mentionnés par celles-ci sont en effet, suivant la jurisprudence du Conseil constitutionnel, dépourvus de valeur normative.

252. Ces dispositions reprennent ou complètent celles énoncées par la loi POPE, première loi par laquelle le Parlement s'est prononcé sur la définition des principes devant guider la politique énergétique nationale²¹⁶. Le Conseil constitutionnel avait jugé que les « objectifs majeurs » et « axes » permettant de les atteindre, énoncés sur un mode descriptif et déclaratif²¹⁷, relevaient de la catégorie des lois de programme à caractère économique et social définie par l'avant-dernier alinéa de l'article 34 de la Constitution. À ce titre, ces dispositions ne pouvaient avoir de portée normative²¹⁸, alors même que leur inscription dans le corps de la loi avait pour objectif, dans l'esprit du législateur, de leur conférer une telle portée²¹⁹. Le Conseil constitutionnel a d'ailleurs appliqué le même raisonnement dans son examen de la LTECV, pour juger la non-normativité des dispositions de l'article premier conforme à l'article 34 de la Constitution, en raison précisément de la nature programmatique de cet article²²⁰.

253. À défaut de portée normative, les objectifs listés par l'article premier de la LTECV ont une autorité d'une nature différente, qui fonde politiquement les dispositions normatives adoptées par le législateur dans la suite du corps de la loi. En effet, comme le

²¹⁶ Rapport n° 330 (2003-2004) fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

²¹⁷ Barthélemy (C), « La loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et les collectivités locales », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 36, septembre 2005, p. 1343-1356.

²¹⁸ Décision n° 2005-516 DC du 7 juillet 2005, considérant 7.

²¹⁹ Rapport n° 1596 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire sur le projet de loi d'orientation sur l'énergie ; Rapport n° 2160 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire sur le projet de loi, modifié par le sénat, d'orientation sur l'énergie, p. 30.

²²⁰ Décision n° 2015-718 DC du 13 août 2015, considérant 12.

souligne le Rapport de la Commission des affaires économiques du Sénat, « *même si la portée normative de telles dispositions reste faible, il n'est sans doute pas inutile que le Parlement fixe, dans la loi, les grands principes devant guider l'action publique pour peu, comme c'est l'ambition du présent projet de loi, de les décliner ensuite en mesures opérationnelles devant permettre de les atteindre* »²²¹.

254. Si l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'énergie se trouve effectivement mis en œuvre par la LTECV, c'est donc comme une modalité d'application des objectifs nationaux définis à son article premier, en tant qu'ils se déclinent dans le soutien à la production d'électricité renouvelable. Le fondement politique de la mise en œuvre dans le droit interne des principes liés à cet objectif semble se trouver dans la référence faite par l'article premier à « l'Union européenne de l'énergie », celle-ci ayant pour finalité première de limiter les distorsions de marché.

255. En effet, le législateur a ajouté à l'article L.100-1 du code de l'énergie un septième objectif de la politique énergétique, aux termes duquel celle-ci « *contribue à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et à construire une économie décarbonée et compétitive, au moyen du développement des énergies renouvelables, des interconnexions physiques, du soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la mise en place d'instruments de coordination des politiques nationales* ».

256. Ce septième objectif est entièrement nouveau. L'annexe de la loi POPE, qui définissait les « orientations de la politique énergétique », prenait certes déjà en compte la construction de la politique européenne de l'énergie, mais dans une optique d'adaptation de celle-ci au modèle français. L'annexe prévoyait ainsi que « *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 communautaire lui permette de mener à bien sa propre politique et garantisse un haut niveau de sécurité des réseaux interconnectés.* » La France devait donc élaborer tous les deux ans des propositions à l'Union européenne, en vue de « *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* ». Cette annexe avait par la suite été abrogée par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie.

257. L'inscription de ce septième objectif dans la LTECV marque deux évolutions importantes avec la politique passée. Tout d'abord, elle donne à la prise en compte de la

²²¹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

dimension européenne le statut d'objectif de la politique énergétique, quand la loi POPE n'en faisait qu'une « orientation ». Elle marque ensuite un changement de perspective. L'objectif affiché n'est plus de conformer la politique européenne de l'énergie au modèle français, mais de contribuer à la mise en place d'une « Union européenne de l'énergie » ayant ses objectifs propres et allant dans le sens d'une coordination des politiques nationales. Ce septième objectif de la politique énergétique française a donc un intérêt politique éminent, qui a fait l'objet d'importantes discussions lors des débats parlementaires.

258. Une première question soulevée a été l'opportunité d'inscrire dans la loi un objectif de cette nature, qui ne vise pas un résultat matériellement précis mais renvoie à la mise en place d'un ordre juridique externe, ayant lui-même ses propres objectifs. Le ministre chargé de l'énergie et le rapporteur de la loi s'étaient notamment opposés à l'inscription de cet objectif, au motif que l'engagement de la France dans la dynamique d'une politique européenne de l'énergie relevait de l'évidence et de l'état de fait, et non d'un objectif de la politique énergétique nationale, laquelle devait se concentrer sur des objectifs inscrits à une échelle nationale²²².

259. Au-delà de cette question de principe, le débat a surtout porté sur la notion incertaine et peu précise d'« Union européenne de l'énergie ». Ces termes ont été retenus à la place de plusieurs autres propositions. A tout d'abord été écartée la notion de « politique européenne de l'énergie »²²³, entendue comme une politique fondée sur la coopération entre l'ensemble des Etats membres. De même, le législateur a écarté la notion de « marché européen de l'énergie »²²⁴, qui renvoyait à un marché incluant les prix des quotas d'émissions de gaz à effet de serre. Enfin, a été écartée la notion de « communauté européenne de l'énergie »²²⁵, entendue comme une communauté visant un bouquet énergétique commun, son indépendance énergétique et sa sécurité d'approvisionnement, et formée, sur le modèle de la Communauté européenne du charbon et de l'acier, de certains Etats membres entretenant une coopération renforcée.

260. La notion retenue se distingue donc de trois perspectives relativement déterminées. Elle écarte tout d'abord un projet centré sur le politique et conforme à une conception internationale des relations entre Etats, celui de la « politique européenne de l'énergie ». Elle écarte ensuite un projet centré sur l'économique et impliquant une conception transnationale de sa mise en œuvre, celui du « marché européen de l'énergie ». Elle écarte enfin un projet plus ambitieux, intégrant à la fois une vision politique, avec une orientation

²²² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 61.

²²³ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 5e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du lundi 6 octobre 2014, p. 6745.

²²⁴ *Ibid.*, p. 6745.

²²⁵ *Ibid.*, p. 6744.

fédéraliste, et une vision économique, orientée vers un marché unique de l'énergie, celui de la « communauté européenne de l'énergie ».

261. La notion d'« Union européenne de l'énergie » est plus vague que les précédentes. Elle a en effet été définie au cours des débats non par son organisation ou son mode de fonctionnement, c'est-à-dire par ses caractéristiques propres, mais uniquement par sa finalité, celle de garantir la sécurité d'approvisionnement et de construire une économie décarbonée et compétitive, ainsi que par les moyens utilisés. Ceux-ci couvrent le développement des énergies renouvelables et des interconnexions physiques, le soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et la mise en place d'instruments de coordination des politiques nationales.

262. L'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité n'est donc pas inscrit en tant que tel dans les objectifs de la politique nationale de l'énergie. Toutefois il s'y trouve en puissance et à un état implicite à travers l'objectif de contribution à la mise en place d'une « Union européenne de l'énergie », dans la mesure où cette notion comprend un tel objectif. Cette potentialité a été ensuite actualisée dans les diverses mesures prévues par le titre V de la LTECV.

2) Un objectif appliqué concrètement par le législateur

263. S'il n'est pas formellement mentionné parmi les objectifs de la politique de l'énergie, l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité se trouve matériellement repris par le législateur dans les dispositions du titre V de la LTECV. Celles-ci en effet appliquent les deux principes suivis par les LDAEE 2014, le principe de la dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et le principe de leur adaptation régulière aux conditions de marché. Suivant le projet de loi²²⁶, ce titre vise notamment à modifier ces mécanismes de soutien en ouvrant la possibilité de créer un nouveau dispositif de soutien sous la forme d'un « complément de rémunération », permettant de lier davantage les tarifs d'achat aux variations du marché. Il vise par ailleurs à préciser les critères de détermination des niveaux de rémunération.

a) L'application du principe de la dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité

²²⁶ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 23.

264. Tout d'abord, le principe de la dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité est mis en œuvre par les dispositions de l'article 104 relatives au complément de rémunération.

265. L'article 104 de la LTECV a ajouté au code de l'énergie une section spécifique instituant un nouveau mécanisme de soutien sous la forme d'un « complément de rémunération ». L'article L.314-18 de ce code dispose ainsi que « *sous réserve de la nécessité de préserver le fonctionnement des réseaux, Electricité de France est tenue de conclure, lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat offrant un complément de rémunération pour les installations implantées sur le territoire métropolitain continental (...)* ». En conséquence, le législateur a également, par le même article, intégré aux charges imputables aux missions de service public prévues à l'article L.121-7 du code de l'énergie le financement du complément de rémunération, sur le modèle du mécanisme d'obligation d'achat.

266. Si la loi ne donne pas de définition de ce mécanisme, il est indiqué dans l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte que « *ce dispositif consiste en la possibilité de vendre directement sur le marché l'électricité produite tout en bénéficiant du versement d'une prime* ». Ce mécanisme a vocation à rendre le soutien octroyé aux producteurs plus réactif au marché de l'électricité qu'il ne l'est sous le régime de l'obligation d'achat, afin notamment à apporter une réponse au problème d'apparition de prix négatifs²²⁷.

267. Il s'agit, de cette manière, de prendre en compte la place de plus en plus importante des énergies renouvelables dans ce marché et leur maturité croissante²²⁸. L'instauration du complément de rémunération marque en effet un tournant dans la politique de développement des énergies renouvelables, visant à terme à reconnaître les producteurs des filières matures « *comme de vrais acteurs de marché* », le contexte n'imposant plus, comme au début des années 2000, d'accompagner leur émergence. Dans cette perspective, ce nouveau mécanisme de soutien correspond à une « *phase transitoire* », qui consiste à « *imposer à ces producteurs de vendre leur électricité sur le marché de gros, en réduisant progressivement le soutien public jusqu'à ce que soit atteint un seuil et faire face aux autres moyens de production* »²²⁹. Toutefois, en raison même du lien étroit entre complément de rémunération et marché, le législateur a limité l'application de ce mécanisme d'aide au réseau métropolitain

²²⁷ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 120.

²²⁸ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 23 et suivantes.

²²⁹ Cloché-Dubois (C), « Électricité d'origine renouvelable : obligation d'achat et complément de rémunération », *RFDA*, 2017, p. 456.

continental, la taille des réseaux des zones insulaires non interconnectées à celui-ci (ZNI) ne permettant pas l'existence d'un véritable marché de l'électricité²³⁰.

268. La LTECV est en revanche muette sur la forme du mécanisme du complément de rémunération, notamment quant au caractère fixe ou variable de la prime, et renvoie les modalités de sa mise en œuvre à un décret. Cette absence de précision reflète la volonté du Gouvernement de tirer profit du fait que la Commission n'a pas imposé dans les LDAEE 2014 de conditions particulières au recours à l'un ou l'autre système²³¹ pour laisser le pouvoir réglementaire appliquer ces modalités en fonction des niveaux de maturité, des rythmes d'évolution et des potentiels d'intégration au marché des différentes filières de production d'énergies renouvelables²³². Le ministre chargé de l'énergie s'est ainsi engagé « *à ce que l'essentiel des soutiens soit mis en place selon le principe d'une prime variable* » pour les filières les plus matures, tout en laissant ouverte la possibilité de mettre en place des primes fixes pour les filières non matures²³³.

269. Une telle répartition permet d'assurer aux producteurs de la majorité des filières une rémunération stable et « *une visibilité et une sécurité financière proche, voire équivalente à celles dont ils bénéficient dans le cadre des tarifs d'achat garantis* » grâce au recours à un dispositif de prime variable et ex post. Elle permet par ailleurs de réserver le dispositif de prime fixe et ex ante à certains cas particuliers dans lesquels le recours à ce système, qui expose totalement les producteurs au risque marché, peut être économiquement pertinent. Cela est le cas « *lorsque le signal-prix sous-jacent est représentatif des coûts de développement de long terme de l'unité de production marginale du parc et qu'il permet donc de donner un signal à l'investissement, pour tenir compte des besoins du système électrique en termes d'équilibre offre-demande* »²³⁴.

b) L'application du principe d'adaptation régulière des mécanismes de soutien aux conditions de marché

²³⁰ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 236e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4856.

²³¹ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie.

²³² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 458.

²³³ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1855.

²³⁴ Rapport n° 263, fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 201.

270. Le principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché est repris dans plusieurs dispositions de la LTECV.

271. L'article 104 de la LTECV renforce tout d'abord le lien entre les paramètres pris en compte dans la définition du niveau de soutien et les conditions du marché, à partir d'une distinction essentielle entre les « conditions » et le « niveau » du complément de rémunération ». Les premières regroupent l'ensemble des paramètres pris en compte pour établir les conditions de bénéfice du contrat et les modalités de fonctionnement de celui-ci. Le second vise l'importance économique du complément apporté au bénéficiaire. Si cet article ne fixe pas le mode de calcul du niveau de rémunération, l'objectif étant qu'il fasse l'objet d'une concertation avec les acteurs des filières concernées, le principe énoncé au cours des débats est que celui-ci « *ne peut reposer que sur les coûts de production* »²³⁵. Sont donc écartées toutes les autres considérations, notamment les effets des installations de production sur le réseau ou sur le marché, tels que la contribution à la création d'emplois en France ou le caractère commandable de la production²³⁶. Ces considérations sont en revanche intégrées dans les « conditions du complément de rémunération » listées à l'article L.314-20 du code de l'énergie. Le même principe de fixation du niveau de l'aide est appliqué au mécanisme de l'obligation d'achat, bien que la distinction terminologique entre le niveau du tarif d'achat et les « conditions de l'obligation d'achat » ne soit pas formellement reprise par l'article L.314-4 du code de l'énergie.

272. Le principe relatif au « niveau » du tarif d'achat ou du complément de rémunération est fixé, de manière succincte, aux articles L.314-4 et 20 du code de l'énergie. Ces articles disposent que les conditions d'achat et le niveau du complément de rémunération « *ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation* ». À cette fin, il est également prévu que le bénéfice du complément de rémunération puisse être subordonné à la renonciation, par le producteur, à certaines aides financières ou fiscales.

273. Le cadre législatif des « conditions » d'achat et du complément de rémunération vise quant à lui à faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le marché de l'énergie et à mieux refléter les conditions économiques des filières soutenues.

274. L'article L.314-20 du code de l'énergie liste tout d'abord cinq éléments, non exhaustifs, qui doivent être pris en compte pour établir les conditions du complément de rémunération. Il s'agit des investissements et des charges d'exploitation « *d'installations performantes représentatives* » de chaque filière, du coût d'intégration de l'installation dans le

²³⁵ Rapport n° 263, fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 490.

²³⁶ *Ibid.*, p. 490, Amendement n° 275.

système électrique, des recettes de l'installation, et notamment la valorisation de l'électricité produite et la valorisation des garanties de capacité, de l'impact de ces installations sur l'atteinte des objectifs de la politique énergétique, et enfin, dans les cas d'autoconsommation, de tout ou partie de l'électricité produite par les installations concernées.

275. Parallèlement, l'article 119 de la LTECV a habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi pour assurer une meilleure intégration des installations de production d'électricité renouvelable au marché de l'électricité « *en clarifiant les dispositions relatives à l'obligation d'achat* », notamment « *en précisant le contenu ainsi que les critères de détermination (...) des conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations* ». En application de cette disposition, l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ratifiée par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017, a rapproché le cadre législatif applicable de celui mis en place pour le complément de rémunération. Cette ordonnance a notamment encadré de la même manière les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent les conditions d'achat de l'électricité. Son article 3 a ainsi précisé que ces conditions d'achat « *prennent en compte notamment* », les frais de contrôle des installations, les investissements et les charges d'exploitation d'installations performantes représentatives de chaque filière, et la compatibilité de l'installation avec les objectifs de la politique énergétique définis par le code de l'énergie. Cette disposition impose ainsi au pouvoir réglementaire des exigences nouvelles, au regard de celles auparavant fixées par l'article 8 du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.

276. Les articles L.314-2 et 21 du code de l'énergie, qui portent sur les possibilités de renouvellement des contrats d'achat ou de complément de rémunération, ainsi que l'article L.314-19 du même code, qui porte sur la possibilité de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération après avoir bénéficié d'un contrat d'achat, disposent enfin que les conditions des contrats renouvelés doivent tenir compte « *des conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées* »²³⁷, dispositions qui visent à garantir que ces conditions assurent une « *rémunération normale des capitaux* »²³⁸.

277. Les dispositions législatives de la LTECV prévoient ensuite une adaptation régulière des niveaux de rémunération.

²³⁷ Cette formulation a été adoptée par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, pour remplacer celle initialement adoptée à l'article 104 de la loi de transition énergétique, qui disposait, en reprenant les termes de l'article L.314-7 dans son ancienne rédaction, que leurs conditions d'achat devaient être « *adaptées à leurs nouvelles conditions économiques de fonctionnement* ».

²³⁸ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 112.

278. L'habilitation donnée par l'article 119 de cette loi au Gouvernement pour prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi en vue d'assurer une meilleure intégration des installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables au marché de l'électricité prévoyait également de clarifier les dispositions relatives à l'obligation d'achat, notamment en précisant « *les critères (...) de révision des conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations* ». L'objectif était de rendre le dispositif plus réactif au marché et de limiter ainsi les distorsions créées par les tarifs d'achat garantis. À cette fin, il prévoit que les conditions d'achat puissent être révisées pour s'ajuster aux coûts réels de production et au prix de l'électricité²³⁹. Aux termes de l'article L.314-4 du code de l'énergie, mis en place sur le fondement de cette disposition par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, et aux termes de l'article L.314-20 du même code, résultant de l'article 104 de la LTECV, les conditions d'achat et les conditions du complément de rémunération doivent donc faire l'objet de révisions périodiques. Ces révisions ont pour finalité de « *tenir compte de l'évolution des conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées* » pour les conditions d'achat, et de « *tenir compte de l'évolution des coûts des installations bénéficiant de cette rémunération* » pour les conditions du complément de rémunération. Elles visent à pouvoir prendre en compte l'importante évolution attendue des gains de productivité dans ces filières, et donc la baisse régulière des coûts des installations bénéficiaires des mécanismes de soutien²⁴⁰, mais aussi, même si le texte de la loi part du postulat d'une baisse des coûts, les conséquences d'une éventuelle hausse des coûts. Il est à noter que les coûts ainsi pris en compte sont entendus très largement, et ne se limitent pas nécessairement aux coûts de production et d'investissement. C'est en effet à cette fin que la rédaction retenue ne comprend pas de précision quant à leur nature, de manière à pouvoir tenir compte d'autres coûts éventuels, tels que ceux de la recherche ou de la formation professionnelle²⁴¹.

II/ Un objectif de maintien de la rentabilité des investissements instauré par le législateur

279. Dans le contexte juridique et politique de 2015, l'enjeu pour le législateur était de conformer le droit interne aux nouvelles exigences introduites par la Commission dans les LDAEE 2014, tout en maintenant un cadre juridique limitant l'incertitude de rentabilité pour les investisseurs afin d'éviter les coûts économiques liés à ces risques, notamment en termes de report de décisions d'investissements industriels et de taux d'emprunt du capital. Plusieurs dispositions de l'article 104 de la LTECV résultent ainsi de la volonté constante du législateur de tempérer l'application des principes de dépendance et d'adaptation régulière des

²³⁹ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 144.

²⁴⁰ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 202.

²⁴¹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 460.

mécanismes de soutien au marché de l'électricité par un principe de garantie de la rentabilité des investissements existants ou à venir.

280. Compte tenu de l'importance donnée à cet enjeu par le législateur, il semble qu'il faille lire le premier objectif donné à la politique de l'énergie comme fondant un principe de garantie de la rentabilité des investissements (A), lequel est ensuite mis en place par certaines dispositions de l'article 104 de la loi (B).

A/ Un principe implicite et ambigu

281. Aucun principe de garantie de la rentabilité des investissements dans le cadre des mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable n'est exprimé à l'article premier de la loi, relatif aux objectifs de la politique énergétique (1). Toutefois, sa mise en œuvre par l'article 104 de la LTECV peut s'appuyer sur l'objectif général de compétitivité de la transition énergétique (2).

1) Un principe non formulé expressément

282. Seul l'article L.100-3 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de cet article premier, mentionne « *la nécessité de rendre les énergies renouvelables compétitives* », dont doit tenir compte la fiscalité énergétique pour contribuer aux objectifs de la politique de l'énergie définis à l'article L.100-1 du même code. Mais le caractère spécifique de cette disposition, restreint à la fiscalité, ne lui confère qu'une portée très limitée au regard de l'ensemble des dimensions couvertes par la politique de l'énergie. Si elle montre que la nécessité de rendre rentables les investissements dans le secteur des énergies renouvelables est présente à l'esprit du législateur, elle souligne aussi le fait que celui-ci n'est pas allé jusqu'à en faire en tant que tel un objectif ou un principe de la politique de l'énergie.

283. Il est vrai que l'article L.100-1 du code de l'énergie dispose que la politique énergétique « *favorise l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte (...)* ». Cependant, ce premier objectif de la politique énergétique ne porte que dans une mesure restreinte sur la production d'énergie elle-même. En effet, c'est bien la compétitivité de l'économie en général qui est visée, en considérant que « *la transition vers un système énergétique plus économe est source d'emplois et facteur de compétitivité* » pour les entreprises²⁴².

²⁴² Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 59.

284. De même, le périmètre économique couvert par la notion de « filières industrielles de la croissance verte » est très large, ce qui donne à cette loi « *le mérite d'aborder la problématique énergétique dans sa globalité* »²⁴³. Ainsi, « *les filières de la croissance verte sont autant les industries directement liées à l'environnement – assainissement de l'eau, recyclage et valorisation énergétique des déchets, dépollution des sites, énergies renouvelables – que les secteurs traditionnels – transport, agriculture et bâtiment* »²⁴⁴.

285. Ce caractère très large de la notion de « croissance verte » se trouve traduit dans les objectifs chiffrés de la politique énergétique listés par l'article L.100-4 du code de l'énergie, parmi lesquels quatre portent sur la production d'énergie et trois sur la consommation énergétique.

286. Parmi ces objectifs, les quatre qui portent sur la production d'énergie impliquent tous une politique de développement de la part des énergies renouvelables dans la production et dans la consommation d'énergie.

Cet article fixe tout d'abord un objectif général consistant à « *porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie*²⁴⁵ en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 », en précisant qu'« *à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz* ». En outre, ces objectifs ne sont considérés que comme des seuils minimaux, visant à donner de la visibilité aux acteurs industriels en garantissant des objectifs stables²⁴⁶, mais qui peuvent être dépassés²⁴⁷. Cet article fixe ensuite deux objectifs plus spécifiques. Le premier vise à « *parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à l'horizon 2030, avec, comme objectif intermédiaire, 50 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2020* ». Le second vise à « *multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030* ».

²⁴³ Denolle (A-S), « Commentaire de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *Revue juridique de l'environnement*, 2016/1, p. 99-104.

²⁴⁴ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte par, Tome I, p. 46.

²⁴⁵ La notion de « consommation finale brute d'énergie », définie par l'article 2 de la directive 2009/28/CE inclut, à la différence de la « consommation énergétique finale nette », la consommation énergétique du secteur énergétique lui-même.

²⁴⁶ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 67.

²⁴⁷ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 232e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du mardi 19 mai 2015, p. 4687.

En parallèle avait été fixé un objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Cependant, comme l'a souligné un commentateur, cet aspect de la loi censé favoriser le développement des énergies renouvelables a été fortement relativisé par le silence du législateur sur la manière de l'atteindre, notamment en évitant d'évoquer la fermeture de réacteurs²⁴⁸. De fait, en novembre 2017, cet objectif a été repoussé de 2025 à 2030 par une déclaration du ministre de la Transition écologique, qui a déclaré qu'il « sera difficile de tenir ce calendrier de 2025 sauf à relancer la production d'électricité à base d'énergies fossiles »²⁴⁹.

287. Cependant, si le périmètre couvert par la notion de « filières industrielles de la croissance verte » est très large, la question peut se poser d'une éventuelle hiérarchisation des différents secteurs d'activité par rapport à l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, qui aboutirait à donner la priorité à la production d'énergie renouvelable sur d'autres, et donc à assurer une certaine rentabilité aux investissements qui y sont réalisés.

288. En effet, le premier objectif de cet article indique que la politique de l'énergie a pour objectif de « réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et (...) diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ». En raison de son caractère transversal et de sa place dans l'article L.100-4, il serait possible d'y voir la finalité des autres objectifs, plus sectoriels. L'opposition souhaitait ainsi ordonner les objectifs énumérés à celui de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, en considérant qu'il s'agit d'une part du « seul et véritable objectif d'une loi sur la transition énergétique », et d'autre part du seul objectif sur lequel la France a pris des engagements européens. Dans cette perspective les autres objectifs ne seraient que des « trajectoires » permettant d'y parvenir, plutôt que des objectifs contraignants²⁵⁰. Cette lecture avait d'ailleurs été soutenue par la Commission des affaires économiques du Sénat, qui, estimant que « la multiplicité des objectifs poursuivis nuit parfois à leur cohérence », proposait de définir la réduction des émissions de gaz à effet de serre comme objectif principal de la politique énergétique nationale²⁵¹.

289. Le législateur a cependant expressément rejeté une telle lecture, considérant que la loi est structurée autour de « deux piliers essentiels », l'économie décarbonée et la réduction de la consommation énergétique, dont l'équilibre est essentiel au système qu'elle

²⁴⁸ Denolle (A-S), « Commentaire de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *Revue juridique de l'environnement*, 2016/1, p. 99-104.

²⁴⁹ « France: la baisse à 50% du nucléaire repoussée, colère contre Hulot », *AFP*, 7 novembre 2017.

²⁵⁰ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 94.

²⁵¹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 38.

forme²⁵². Il a en effet estimé qu'une telle hiérarchisation des objectifs aboutirait à en affaiblir certains, alors que l'objectif de cet article est précisément de rendre politiquement contraignant chacun d'entre eux²⁵³. En effet, d'une part, le terme de « trajectoire » est plus faible que celui d'« objectif ». D'autre part, il a estimé que ces divers objectifs « *forment système* », chacun des objectifs étant supposé impliquer les autres, ce qui nécessite de ne pas les hiérarchiser entre eux²⁵⁴.

290. Ainsi, en tout état de cause il n'est donc pas possible de voir dans l'ambition de la mobilisation des « filières industrielles de la croissance verte » une disposition visant la production d'énergie renouvelable en particulier, qui impliquerait de garantir une certaine rentabilité des investissements spécifiquement dans ce domaine d'activité.

2) Un principe rattachable à l'orientation de la transition énergétique vers la compétitivité de l'économie

291. À défaut de pouvoir lire, même implicitement, un principe de garantie de la rentabilité des investissements dans le secteur de la production d'énergie renouvelable soutenue au moyen de mécanismes de soutien, la mise en œuvre effective de mesures relevant de cette préoccupation peut s'intégrer dans la volonté plus générale du législateur de lier compétitivité économique et transition énergétique.

292. La prise en compte de la compétitivité économique n'est pas nouvelle, dans la mesure où elle figurait dans la loi POPE. Celle-ci disposait ainsi que « *la politique énergétique repose sur un service public de l'énergie qui garantit l'indépendance stratégique de la nation et favorise sa compétitivité économique* ». La LTECV modifie cependant la place de cette considération, pour en faire un objectif en tant que tel de la politique énergétique, et non plus un principe devant guider l'action publique dans la poursuite de ses objectifs. Il s'agit bien d'un nouveau « pilier » de la politique énergétique, qui vise à souligner « *l'objectif de compétitivité du nouveau modèle énergétique* »²⁵⁵.

²⁵² JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 7 octobre 2015, p. 6824.

²⁵³ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 94.

²⁵⁴ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 7 octobre 2015, p. 6824.

²⁵⁵ Avis n° 244, présenté au nom de la Commission du développement durable, des infrastructures, de l'équipement et de l'aménagement du territoire sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 55.

293. Cette orientation fondamentale de la transition énergétique, qui a pour finalité la compétitivité de l'ensemble de l'économie, se reflète notamment dans les caractéristiques de la « croissance verte ». Cette notion, initialement non définie dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, a été progressivement définie au cours du débat parlementaire.

294. L'article L.100-1 du code de l'énergie dispose que la politique énergétique « favorise l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte qui se définit comme un mode de développement économique respectueux de l'environnement, à la fois sobre et efficace en énergie et en consommation de ressources et de carbone, socialement inclusif, soutenant le potentiel d'innovation et garant de la compétitivité des entreprises ». Cette définition s'inspire des définitions déjà apportées au niveau international, notamment celle du Programme des Nations unies pour l'environnement, qui définit une économie verte comme une économie « à bas carbone, efficace en ressources et socialement inclusive »²⁵⁶. De même, celle de la Commission européenne définit l'économie verte comme une économie « pauvre en carbone et utilisant efficacement les ressources »²⁵⁷. Comme l'a souligné le ministre chargé de l'énergie, cette notion comporte ainsi « trois piliers : économique, environnemental et social »²⁵⁸.

295. La LTECV indique que la croissance verte est un mode de développement économique « garant de la compétitivité des entreprises », de manière à la distinguer des modèles de la décroissance. L'objectif est de souligner l'apport pour la compétitivité des opportunités économiques offertes par le développement d'activités favorables à la préservation de l'environnement, notamment la réduction de la facture énergétique, le développement de modes de production sobres en matières premières dont les coûts augmentent ou encore la création de filières de pointe sur le marché mondial des éco-industries. La « croissance verte » est donc entendue comme « une croissance plus qualitative », qui « constitue un vaste processus de réallocation intersectorielle et internationale de l'activité et de l'emploi », visant « le développement de nouveaux produits et de nouveaux procédés de production en lieu et place de produits et de procédés dont l'impact environnemental est nuisible »²⁵⁹. Plus précisément, la LTECV indique que la croissance verte est un mode de développement économique « soutenant le potentiel

²⁵⁶ PNUE, *Vers une économie verte : Pour un développement durable et une éradication de la pauvreté*, 2011, p. 25.

²⁵⁷ Communication de la Commission du 2 juillet 2014, Initiative pour l'emploi vert : Exploiter le potentiel de création d'emplois de l'économie verte, COM(2014) 446.

²⁵⁸ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 11 février 2015, p. 1401.

²⁵⁹ Avis n° 244 présenté au nom de la Commission du développement durable, des infrastructures, de l'équipement et de l'aménagement du territoire sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 21.

d'innovation ». Cela signifie que ce mode de croissance doit être fondé sur le développement du potentiel d'innovations technologiques au plan tant des processus, avec le recours aux nouvelles technologies de communication, que des produits, de manière à générer de nouvelles « éco-activités » qui participent à la protection de l'environnement tout en créant des emplois sur les moyen et long termes²⁶⁰.

296. De manière symptomatique, la rédaction proposée dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte a été modifiée par crainte d'une contradiction entre l'objectif de compétitivité et l'objectif de sobriété de l'économie. Cette rédaction initiale prévoyait en effet que la politique énergétique « *favorise, grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles et notamment celles de la croissance verte, l'émergence d'une économie sobre en énergie et en ressources, compétitive et riche en emplois* ». Le législateur a modifié la relation entre les deux termes pour en faire une relation moyen-finalité, en recentrant l'objectif sur l'émergence d'une économie « compétitive et riche en emplois » et en faisant de la sobriété énergétique, incluse dans la « croissance verte », une caractéristique des moyens employés.

B/ Le constat de la mise en œuvre d'un principe de maintien de la rentabilité des investissements

297. Si le principe de maintien de la rentabilité des investissements dans la production d'énergie renouvelable n'est pas présent en tant que tel dans le premier article de la LTECV, la réalité de son existence s'observe dans les dispositions de son article 104, de deux manières. Ce principe se révèle tout d'abord dans les différentes dimensions données à la notion de « rentabilité raisonnable » des installations (1). Il se révèle ensuite dans les dispositions mettant en place un dispositif assurantiel visant à garantir une rentabilité minimale des installations, le système de l'acheteur en dernier recours (2).

1) Les différentes dimensions de l'objectif de « rentabilité raisonnable » des installations

298. Si la LTECV ne contient pas de disposition garantissant explicitement aux producteurs d'énergie renouvelable un niveau de rentabilité suffisant à travers l'application des mécanismes de soutien, le législateur a cependant suivi dans la rédaction de son article 104 un principe selon lequel les différents mécanismes de soutien doivent garantir une

²⁶⁰ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 11 février 2015, p. 1400.

« rentabilité raisonnable ». Il a pour cela donné à cette notion un sens plus large que celui qui découlerait d'une simple application des LDAEE 2014.

299. L'article L.314-4 du code de l'énergie, reprenant une disposition auparavant située à l'article L.314-7 du même code, dispose que « *les conditions d'achat ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation* ». De même, l'article L.314-20 dispose que « *le niveau de ce complément de rémunération ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités* ».

300. L'absence de seuil minimum à la rémunération apportée s'explique par le contexte historique et juridique dans lequel ces dispositions ont été adoptées. Le législateur souhaitait tout d'abord écarter le risque de rémunération excessive, produisant des effets d'aubaine et pouvant aboutir à la constitution de bulles spéculatives. Il s'agissait notamment d'éviter le renouvellement de la bulle survenue dans la filière solaire²⁶¹, qui a conduit en 2010 à un moratoire sur les tarifs d'achat²⁶². Ensuite, ces dispositions visent à garantir la conformité des mécanismes d'aide notifiés à la Commission avec les principes du droit des aides d'Etat tels qu'interprétés dans les LDAEE 2014, notamment la condition de proportionnalité de l'aide, c'est-à-dire la limitation du montant de l'aide au minimum nécessaire pour susciter les investissements voulus²⁶³. Ces motifs expliquent que les termes de « rémunération raisonnable » aient été retenus par le législateur, en dépit des critiques portant sur leur caractère subjectif, qui serait porteur d'interprétations diverses et introduirait une incertitude économique. Une proposition, non retenue, prévoyait ainsi de les remplacer par un indice vérifiable par rapport à des activités connexes afin de disposer d'éléments de comparaison fiables pour déterminer la rémunération des capitaux²⁶⁴. Les termes de « rémunération raisonnable » ont été retenus pour plusieurs raisons. Outre le fait que cette notion était déjà utilisée dans le code de l'énergie sans susciter de difficulté particulière²⁶⁵, le choix de ces termes repose sur le fait qu'ils renvoient à la terminologie utilisée dans les LDAEE 2014, qui prévoient que les aides procurent des « taux de rendement raisonnables ». Il est ainsi possible de s'appuyer sur les décisions de la Commission, qui indiquent si, pour chaque filière, le

²⁶¹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 202.

²⁶² *Ibid.*, p. 202.

²⁶³ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 459.

²⁶⁴ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 490.

²⁶⁵ *Ibid.*, p. 491.

dispositif de soutien est compatible avec le marché intérieur, pour vérifier si la condition de rémunération normale des capitaux est remplie²⁶⁶.

301. Cependant, les travaux préparatoires de la LTECV montrent que cette dimension « négative » de la notion de rémunération raisonnable des capitaux, qui vise à éviter une trop forte rémunération, se double d'une dimension « positive », qui vise à garantir une rémunération suffisante pour assurer la rentabilité des installations. L'intention du législateur en révisant l'article L.314-1 du code de l'énergie, qui distingue désormais les filières d'une part et les installations relevant de chaque filière d'autre part, est en effet clairement que toutes les filières inscrites à cet article demeurent éligibles aux mécanismes de soutien, et soient, par ce moyen, « assurées d'une rentabilité économique suffisante »²⁶⁷. En effet, la réforme des mécanismes de soutien vise aussi à garantir une rentabilité suffisante aux installations bénéficiant d'un complément de rémunération, qui sont donc confrontées aux risques du marché, afin de maintenir « la possibilité de constituer des plans d'affaires prévisibles pour assurer la « bancabilité » des projets, malgré leur intégration sur le marché de gros de l'énergie, laquelle amène en contrepartie son lot de nouveaux risques de marché et d'incertitudes »²⁶⁸.

302. Il reste que la LTECV demeure peu précise sur ce point, et que la lettre reflète peu cet objectif du législateur. Cet aspect n'est d'ailleurs pas propre à cette disposition, et illustre une caractéristique de la LTECV, qui de manière générale « contient un grand nombre d'articles qui restent relativement évasifs laissant, le plus souvent au pouvoir exécutif, le soin de préciser par ordonnances ou décrets les moyens de satisfaire les prétentions de la loi »²⁶⁹.

2) Le système de l'acheteur en dernier recours

303. L'article 104 de la LTECV complète l'acceptation « positive » de la notion de rémunération raisonnable des capitaux par un dispositif assurantiel de la rentabilité des projets, le système dit de « l'acheteur de derniers recours ».

²⁶⁶ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 459.

²⁶⁷ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1846.

²⁶⁸ Fourmon (A), « L'évolution des mécanismes de soutien applicables aux énergies renouvelables pour la transition énergétique : 1^{ers} commentaires sur la notion de complément de rémunération », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 8-9, août 2015, étude 15.

²⁶⁹ Denolle (A-S), « Commentaire de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *Revue juridique de l'environnement*, 2016/1, p. 99-104.

304. L'article L.314-26 du code de l'énergie, issu de l'article 104 de la LTECV, prévoit que, « *par exception à l'article L.314-18, l'autorité administrative peut désigner, par une procédure transparente, un acheteur en dernier recours tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération (...) avec tout producteur qui en fait la demande et qui justifie l'impossibilité de vendre son électricité* ».

305. Dans l'esprit du législateur²⁷⁰, ce dispositif, inspiré de ceux mis en place dans d'autres Etats membres, notamment en Allemagne²⁷¹, vise à sécuriser le financement des installations de production d'énergie renouvelable sous complément de rémunération tant que le marché des agrégateurs n'est pas suffisamment mature. Il s'agit de concilier l'objectif d'intégration des énergies renouvelables au marché avec la nécessité de limiter l'exposition des producteurs aux risques et incertitudes liés à la volatilité du marché. L'objectif est en effet d'offrir « *un cadre suffisamment lisible, stable et attractif aux investisseurs* », afin d'éviter le renchérissement du financement des projets dû aux risques liés à la « solvabilité » des agrégateurs. Ce dispositif doit également permettre d'encourager la concurrence entre agrégateurs, alors que ce marché nouveau ne compte encore que peu d'acteurs, en garantissant aux producteurs d'énergie renouvelable un « filet de sécurité » fixé à un niveau suffisamment élevé pour rendre crédible ce mécanisme.

306. Le dispositif envisagé par le législateur consiste à mettre en place un dispositif « de type assurantiel » à travers la désignation d'un acheteur en dernier recours, qui se substitue à un acheteur potentiellement défaillant en cas d'impossibilité de trouver un autre acheteur sur le marché. L'article L.314-26 du code de l'énergie précise que ce contrat d'achat, qui se substitue au contrat de complément de rémunération, « *ne peut engendrer un niveau de rémunération supérieur à 80 % de la rémunération totale qui aurait été tirée de la vente de l'électricité produite sur le marché et du versement du complément de rémunération* », afin que le producteur n'ait pas d'intérêt économique à recourir à l'acheteur en dernier recours plutôt que de passer par le marché²⁷².

307. Dans cette perspective, le législateur a veillé à limiter strictement ce système au mécanisme du complément de rémunération, en évitant que l'élargissement de l'activité d'obligation d'achat n'entraîne la création d'un mécanisme équivalent.

308. En effet, la LTECV a, par le VIII de son article 104, inséré un nouvel article L.314-6-1 au code de l'énergie, qui dispose que « *l'autorité administrative peut agréer des*

²⁷⁰ JORF, Session extraordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du vendredi 10 juillet 2015, p. 7627

²⁷¹ Articles 20, 21 et 38 de la loi EEG.

²⁷² JORF, Session extraordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du vendredi 10 juillet 2015, p. 7627.

organismes qui, lorsqu'un producteur en fait la demande dans un délai de six mois après la signature d'un contrat d'achat conclu avec Electricité de France ou des entreprises locales de distribution, peuvent se voir céder ce contrat ». Cette disposition a été introduite afin de partager l'activité de l'obligation d'achat, jusque-là réservée à EDF et aux ELD, entre les différents producteurs, tout en assurant une certaine cohérence de fonctionnement. En effet, la complexité de gestion du mécanisme de l'obligation d'achat croît avec le nombre d'acheteurs obligés. Cette disposition préserve donc un guichet unique pour l'élaboration du contrat initial, mais permet ensuite de déléguer la gestion du contrat et de l'énergie à un organisme tiers agréé, « *qui pourra être un fournisseur ou un agrégateur* »²⁷³. Cela visait initialement à donner la possibilité aux distributeurs, notamment coopératifs, qui estiment pouvoir mieux valoriser qu'EDF et les ELD le potentiel économique des garanties d'origine, d'avoir accès à la production d'énergie renouvelable au même coût²⁷⁴. La seule exception à cette ouverture du « marché de l'activité d'obligation d'achat » concerne les ZNI, en raison de l'absence dans les réseaux de ces territoires de mécanisme de responsable d'équilibre, nécessaire à la mise en œuvre d'une telle disposition²⁷⁵.

309. Dans la mise en place de l'ouverture de l'activité d'obligation d'achat, le législateur a préféré le régime de la cession à celui de la subrogation, « *deux notions proches en droit des obligations, mais qui ont des répercussions différentes sur les relations entre EDF ou l'ELD concernée et l'organisme agréé cessionnaire ou subrogataire* »²⁷⁶. Il s'agissait par ce choix d'éviter d'aboutir à un système dans lequel EDF ou les ELD auraient été placées en position « d'acheteur en dernier recours » de fait, sans même que les producteurs n'aient à prendre en compte le risque d'une décote du prix d'achat. En effet, dans le régime de la subrogation, si le subrogataire fait défaut, le subrogé, en l'occurrence EDF ou une ELD, est tenu de reprendre à son compte le contrat d'obligation d'achat, et donc de redevenir acheteur obligé. Dans le régime de la cession, au contraire, le transfert du contrat d'obligation d'achat est définitif et entraîne la cession de tous les droits et obligations d'EDF ou de l'ELD concernée vers le cessionnaire.

²⁷³ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7099, Amendement n° 2663.

²⁷⁴ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 434 et suiv.

²⁷⁵ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 492.

²⁷⁶ Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 351.

Section II : Des principes d'attribution des mécanismes de soutien imparfaitement conciliables

310. Parallèlement à l'objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien sur le fonctionnement du marché de l'énergie, la Commission s'est donnée pour objectif de renforcer l'efficacité économique des systèmes de soutien eux-mêmes, en fondant le déploiement de la production d'énergie renouvelable soutenue sur des mécanismes de marché. De cette manière doit être garantie une allocation optimale des ressources économiques, en dirigeant celles-ci par des procédures de mise en concurrence vers les filières de production ayant les coûts les plus bas et en déployant chaque technologie dans les zones où sa rentabilité est maximale. La Commission a en effet fait le constat que le recours aux procédures de mise en concurrence restait peu fréquent et que les Etats membres qui réformaient leurs systèmes de soutien continuaient à privilégier les systèmes de tarifs établis administrativement²⁷⁷. Elle a donc inscrit dans ses LDAEE 2014 deux principes concurrentiels relatifs à l'octroi des aides au fonctionnement aux producteurs d'énergie renouvelables.

311. Cette conception de l'organisation de la production d'énergie renouvelable, promue par la Direction générale de la concurrence de la Commission, a rencontré une forte opposition de la part d'une partie des Etats membres, et notamment de la France. Elle se heurte en effet à une longue tradition d'organisation du système énergétique national par l'Etat, qui ne répond pas uniquement à des considérations économiques mais aussi à de multiples enjeux de sécurité d'approvisionnement, d'organisation du territoire et de politique industrielle. Les principes concurrentiels d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien développés par la Commission dans les LDAEE 2014 ont donc, de manière générale, été contestés par les autorités françaises sur deux points essentiels. D'une part, le degré de précision adopté par la Commission « *revient à imposer des choix relevant des Etats membres* ». D'autre part, les LDAEE 2014 couvriraient un périmètre « *ne relevant pas de problématiques de concurrence mais de politique énergétique que ces lignes directrices n'ont pas vocation à traiter* »²⁷⁸.

312. L'opposition sur cette question entre la Commission et le législateur français est perceptible en creux, dans le silence de la LTECV quant à ces principes concurrentiels. Au contraire, ses dispositions mettent en avant la compétence planificatrice de l'Etat. L'équilibre entre ces conceptions opposées du développement des énergies renouvelables n'est donc pas lisible dans la loi elle-même, et il a fallu attendre la publication des textes d'application pour

²⁷⁷ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139, p. 30.

²⁷⁸ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 2.

que s'actualise le contenu de ses dispositions pertinentes sur ce point, dans la mesure où elles laissent un large champ de mise en œuvre possible.

313. Le régime juridique mis en place par la LTECV établit ainsi un équilibre encore précaire entre, d'un côté, les principes visant la concurrence entre les installations de production d'énergie renouvelable (I) et, d'un autre côté, les principes visant à maintenir une planification du mix énergétique français par l'Etat (II).

I/ Un refus implicite du législateur d'intégrer toutes les dimensions de l'objectif de concurrence dans l'octroi des mécanismes de soutien

314. À côté des principes portant sur le fonctionnement des mécanismes de soutien, qui ont pour objet la relation entre ceux-ci et le marché de l'électricité et pour finalité le bon fonctionnement de ce dernier, la Commission a également encadré le mode d'attribution du bénéfice de ces mécanismes d'aide, avec pour finalité l'efficacité économique des mécanismes de soutien eux-mêmes. À cette fin, la Commission a voulu imposer le recours à des méthodes concurrentielles dans l'octroi du bénéfice des mécanismes de soutien. Un premier objectif est d'attribuer le niveau d'aide strictement nécessaire au développement de la production d'énergie renouvelable, de manière d'éviter les sur-rémunérations des installations plus performantes que la moyenne et le soutien inefficace des installations trop peu performantes. Un second objectif est d'accélérer la baisse des niveaux de soutien aux énergies renouvelables.

315. La Commission a donc imposé, avec certaines exceptions, deux principes concurrentiels aux modes d'attribution des aides par les Etats membres (A). La répartition de la mise en œuvre de ces principes dans le droit interne entre la LTECV et les instruments d'application de celle-ci montre une dichotomie paradoxale, révélatrice du rôle particulier de cette loi dans la transition énergétique (B).

A/ Les deux dimensions de l'objectif de concurrence dans l'octroi des mécanismes de soutien

316. L'objectif d'efficacité économique des mécanismes de soutien a été détaillé et développé par la Commission dans deux documents de consultation, la communication du 5 novembre 2013, « Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique », ²⁷⁹ et le document du groupe de travail de la Commission du même

²⁷⁹ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final.

jour²⁸⁰ accompagnant ce texte. Conformément à ces documents, les LDAEE 2014 imposent deux principes à l'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien par les Etats membres, principes qui ont rencontré une opposition plus ou moins forte des Etats membres. Le premier principe est celui d'une mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable pour l'obtention du bénéfice des systèmes de soutien (1). Le second, dit de « neutralité technologique » prévoit une mise en concurrence entre les filières de production d'énergie renouvelable dans les procédures d'attribution des aides (2).

1) Le principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable

317. Le premier principe dispose que « *les Etats membres sont invités à accorder ce soutien dans le cadre de mécanismes d'allocation par mise en concurrence véritable, tels que des procédures d'appel d'offres* »²⁸¹. En effet, ces procédures permettent, d'une part, de révéler les coûts des différentes technologies en fonction des lieux de production, et, d'autre part, de stimuler la concurrence entre opérateurs, lieux de production et technologies. L'objectif est d'assurer le respect du principe plus large de proportionnalité, qui veut que l'Etat veille à ce que l'aide soit adaptée à l'objectif visé et n'aille pas au-delà de ce qui est nécessaire pour l'atteindre. Ce principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable marque cependant une rupture importante avec les LDEE 2008²⁸². En effet, il n'existait dans celles-ci aucune obligation de recourir à des procédures de mise en concurrence, lesquelles ne représentaient qu'une possibilité facilitant l'admissibilité des aides par la Commission²⁸³.

318. La Commission prévoit toutefois deux hypothèses dans lesquelles les Etats membres peuvent ne pas recourir à une procédure de mise en concurrence.

319. La première hypothèse est le cas où ils démontrent soit « *que seul un projet ou un site, ou un nombre très limité de projets ou de sites, pourraient être pris en considération* », soit « *qu'une procédure de mise en concurrence entraînerait une hausse des niveaux d'aide (pour éviter par exemple la soumission d'offres stratégiques)* », soit « *qu'une*

²⁸⁰ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final.

²⁸¹ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 18.

²⁸² Vannini (C) et Barthélemy (C), « Energie et aides d'Etat, de l'exception à la norme », *RFDA*, 2017, p. 472.

²⁸³ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 108.

procédure de mise en concurrence entraînerait de faibles taux de réalisation des projets (pour éviter une insuffisance des soumissions) »²⁸⁴.

320. La seconde est le cas où la capacité des installations visées est inférieure à un certain seuil. Les LDAEE 2014 prévoient ainsi que l'obligation de mise en concurrence ne s'applique pas à l'octroi des aides aux projets de démonstration et aux installations disposant d'une capacité de production d'électricité installée de moins d'un MW, ou se situant sous un seuil de 6 MW ou 6 unités de production dans la filière éolienne²⁸⁵. Dans ces différents cas, la Commission prévoit que *« l'aide par unité d'énergie n'excède pas la différence entre les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite grâce à la technologie particulière en question et le prix du marché pour le type d'énergie concerné »²⁸⁶.*

321. Enfin, conformément au principe de proportionnalité, la Commission impose que l'aide, attribuée par une procédure de mise en concurrence ou non, ne soit octroyée que jusqu'à l'amortissement complet de l'installation selon les règles comptables ordinaires²⁸⁷.

322. La Commission avait également élaboré, dans ses communications préparatoires aux LDAEE 2014, un autre principe, selon lequel l'aide doit contribuer à rendre les sources d'énergie renouvelable compétitives en ciblant la recherche et le développement (R&D) portant sur les technologies émergentes. L'objectif poursuivi était de soutenir la pénétration des énergies renouvelables sur le marché et le déploiement des prochaines générations de technologies²⁸⁸.

323. De manière explicite, ce deuxième principe était potentiellement contradictoire avec le premier, des horizons de temps différents pouvant rendre plus complexe l'application des principes de maximisation de la concurrence et de minimisation des coûts de développement des énergies renouvelables²⁸⁹. En effet, les efforts visant les objectifs de court terme, notamment l'objectif de 20 % d'énergie renouvelable en 2020, peuvent différer des efforts nécessaires à l'atteinte des objectifs de moyen et long termes, notamment les objectifs de 55-75% d'énergie renouvelable en 2050. Au stade préparatoire des LDAEE 2014, la Commission indiquait donc que les politiques de soutien devraient prendre en compte le développement des diverses technologies nécessaires à l'atteinte des objectifs de moyen et long termes et favoriser leur pénétration du marché, quand bien même cela contreviendrait à

²⁸⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 126.

²⁸⁵ *Ibid.*, point 127.

²⁸⁶ *Ibid.*, point 131.

²⁸⁷ *Ibid.*, points 129 et 131.

²⁸⁸ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 18.

²⁸⁹ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 8.

l'objectif de baisse des aides aux énergies renouvelables à court terme.²⁹⁰ Ainsi, les Etats membres devaient pouvoir favoriser le déploiement initial à l'échelle commerciale de nouvelles technologies en prenant en compte, pour sélectionner les technologies appropriées bénéficiant d'un soutien, de critères pertinents de performance environnementale et technique, qui ne sont pas inclus dans le calcul du « coût total moyen actualisé de l'électricité »²⁹¹.

324. Le projet de la Commission établissait notamment une distinction importante entre « technologies déployées », c'est-à-dire les technologies qui représentent au moins 1 à 3 % de la production d'électricité au niveau de l'UE, et « technologies moins déployées ». Elle prévoyait d'appliquer aux « technologies moins déployées » les règles d'attribution et de fonctionnement prévues pour les installations de faible puissance. Ce régime donne notamment la possibilité de ne pas recourir à une procédure de mise en concurrence et permet d'octroyer une aide au moyen d'une prime d'achat, ou de mesures équivalentes impliquant la commercialisation directe de l'électricité produite.

325. Cependant, ce second principe a été finalement écarté des LDAEE 2014 par la Commission. Il ne subsiste que de manière résiduelle, davantage comme une exception au principe de mise en concurrence que comme un principe venant l'équilibrer. En effet, les LDAEE 2014 ne reprennent pas la distinction initialement prévue entre deux catégories de technologies, peut-être en raison des critiques importantes relatives à l'imprécision d'une telle distinction et aux oppositions relatives aux seuils proposés²⁹². Tout au plus les LDAEE 2014 précisent-elles qu'elles permettent aux Etats membres d'organiser des appels d'offres spécifiques à certaines technologies, notamment en se basant sur « *le potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée* ». Ce motif n'est cependant qu'un motif parmi d'autres de non-recours à une procédure de mise en concurrence commune aux différentes technologies²⁹³. Ainsi, les règles d'attribution des LDAEE 2014 applicables aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sont, en définitive, entièrement structurées autour du principe de concurrence.

2) Le principe de mise en concurrence des technologies de production d'énergie renouvelable

²⁹⁰ *Ibid.*, p. 8.

²⁹¹ Ou LCOE (Levelized Cost of Energy). Cette notion désigne le coût actualisé complet d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement qui la produit.

²⁹² Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 12.

²⁹³ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 110 et 126.

326. Le second principe est celui dit de « neutralité technologique ». La Commission a annoncé très tôt vouloir inciter les Etats membres à attribuer les aides au moyen de procédures de mise en concurrence « *non seulement entre opérateurs et lieux de production, mais aussi entre différentes sources d'énergie renouvelables* ». Suivant la Commission, en effet, « *encourager la concurrence entre les technologies peut être un moyen de garantir que l'aide est limitée au minimum ; c'est alors le marché qui sélectionne les techniques les plus efficaces, ce qui atténue l'effet de distorsion du régime d'aide. La Commission invite dès lors les Etats membres à concevoir des régimes d'aide applicables aux différentes technologies énergétiques qui peuvent contribuer à la réalisation de l'objectif poursuivi* »²⁹⁴. Allant plus loin, la Commission a affirmé nettement que, les procédures de mise en concurrence intégrant plusieurs technologies constituant le moyen économiquement le plus efficient pour atteindre l'objectif de réduction des coûts des énergies renouvelables, leur mise en place serait au cœur des objectifs du marché commun de l'électricité²⁹⁵.

327. Le principe de neutralité technologique n'est affirmé dans les LDAEE 2014 que de manière négative, mais néanmoins très réelle. Celles-ci disposent ainsi, à leur point 126, que, à partir du 1^{er} janvier 2017, « *la procédure de mise en concurrence peut être limitée à certaines technologies dans le cas où une procédure ouverte à tous les producteurs donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure* ». Cinq motifs, non exhaustifs, sont prévus afin de justifier de ne pas mettre en œuvre une procédure technologiquement neutre. Il s'agit « *du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée* », « *du besoin de diversification* », « *des contraintes et de la stabilité du réseau* », « *des coûts (d'intégration) du système* » et « *de la nécessité d'éviter les distorsions sur les marchés des matières premières dues à l'aide apportée à la biomasse* ».

328. Il est à noter que la rédaction retenue est plus extensive que celle du projet initial de la Commission, qui ne prévoyait, de manière exhaustive, que trois justifications possibles. Elle est également plus souple, puisqu'une grande liberté est laissée à l'Etat membre dans l'organisation de la mise en concurrence lorsqu'il recourt à l'une de ces hypothèses, contrairement au projet initial, qui encadrait étroitement cette marge de manœuvre.

329. En effet, premièrement, le projet de la Commission permettait de s'écarter du principe de neutralité technologique en cas de nécessité de garantir une certaine diversification de l'électricité renouvelable. Dans ce cas l'Etat membre aurait pu exiger qu'un nombre minimal de filières bénéficient d'une aide, sans toutefois définir ces technologies au préalable. Il permettait ensuite de s'écarter du principe de neutralité technologique en cas de nécessité de garantir la stabilité du réseau, ce motif permettant d'exclure de la procédure de

²⁹⁴ Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final, p. 11.

²⁹⁵ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 7.

sélection des technologies spécifiques dans certaines zones géographiques. Il permettait enfin de s'écarter de ce principe en cas de nécessité de limiter les effets sur les marchés des matières premières, motif permettant d'exclure de la procédure de sélection l'énergie produite à partir de biomasse ou de limiter cette production.

330. Toutefois, si le cadre finalement retenu par la Commission est plus large que son projet initial, cette évolution, notamment l'ajout du motif « *du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée* », semble n'être que le corollaire et la contrepartie du choix de la Commission de ne pas inscrire l'objectif de déploiement des prochaines générations de technologies dans les principes structurant les régimes d'aides.

331. Les autorités françaises se sont montrées, pour deux raisons principales, très opposées au principe même de la neutralité technologique.

332. Les autorités françaises estiment tout d'abord le recours aux appels d'offres technologiquement neutres incompatible avec l'objectif d'efficacité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables²⁹⁶. En effet, « *ce serait ignorer que la concurrence ne porte pas que sur les prix, mais aussi sur la prise en compte d'autres enjeux, tels que les conflits d'usage, la localisation, etc. À ce titre la pérennité du développement des filières industrielles du solaire, de la biomasse et de l'éolien offshore serait remise en question* »²⁹⁷.

333. Cette opposition soulève trois considérations. La première est qu'entre les différentes technologies d'une même filière ce type d'appel d'offres ne permet pas de prendre en compte les contraintes locales. En effet, un appel d'offres technologiquement neutre aboutit au développement des technologies les moins coûteuses, au détriment de technologies pouvant être mieux adaptées à certaines contraintes. Les autorités françaises faisaient ainsi valoir qu'un appel d'offres « photovoltaïque » sans lots différenciés technologiquement aboutirait au seul développement de centrales au sol, au détriment des installations sur toiture et sur ombrière, ce qui entraînerait d'importants conflits d'usage avec les terres agricoles. Afin de pallier cet effet néfaste, il serait nécessaire d'inclure aux cahiers des charges des critères spécifiques à chaque technologie, ce qui en pratique viderait de sa substance la neutralité technologique de l'appel d'offres. De même, ce type de procédure ne permet pas de prendre en compte de manière efficace la diversité des contraintes pesant sur chaque technologie, notamment la gestion de la ressource pour la filière de la biomasse, les conflits d'usage avec les terres agricoles pour la filière photovoltaïque, les interactions avec les opérateurs militaires, météorologiques et de l'aviation civile pour la filière éolienne, et les externalités environnementales pour la filière hydraulique.

²⁹⁶ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 6 et 7.

²⁹⁷ *Ibid.*, p. 2.

334. La seconde considération mise en avant par les autorités françaises est le risque d'un « gaspillage de ressources », notamment en termes de sites potentiels, dans la mesure où un appel d'offres technologiquement neutre risque d'aboutir au développement des technologies les moins coûteuses et soumises à peu de contraintes d'implantation sur les espaces limités pouvant recevoir des installations d'autres filières soumises à de fortes contraintes, notamment la filière éolienne.

335. Enfin, elles soulignent que le principe de la neutralité technologique, tel qu'il est pensé par la Commission, ne prend pas en compte le fait que les différentes filières ne rendent pas le même service en termes d'injection sur le réseau.

336. Les autorités françaises estiment ensuite que l'obligation faite par la Commission de recourir aux appels d'offres technologiquement neutres est contraire à l'ordonnement juridique de l'Union européenne²⁹⁸.

337. En effet, ces dispositions seraient tout d'abord incompatibles avec la compétence attribuée aux Etats par le TFUE, que les LDAEE 2014 ont précisé pour finalité d'appliquer. Ainsi, selon les autorités françaises, « *le projet de lignes directrices va bien au-delà d'un encadrement des aides d'Etat à l'énergie et à l'environnement au regard des exigences du TFUE et des règles du marché commun puisqu'il ne se contente pas de préciser les modalités d'encadrement de dispositifs qui seraient choisis par les Etats Membres, mais définit précisément les outils de politique énergétique acceptables aux yeux de la Commission* », et donc « *remet en cause la compétence laissée aux Etats Membres en matière de définition du mix énergétique* ».

338. Ces dispositions seraient ensuite incompatibles avec la directive 2009/72/CE, qui fixe des objectifs contraignants de développement des énergies renouvelables aux Etats membres. Or, la responsabilité que portent les Etats membres si cette obligation n'est pas satisfaite devrait impliquer qu'ils puissent, pour assurer ce développement, recourir aux dispositifs de soutien de leur choix.

339. Cependant, face à ces différentes oppositions, la position constante de la Commission a été de réaffirmer la justesse de l'équilibre général retenu dans les LDAEE 2014. Suivant la Commission en effet, leurs dispositions sont les plus à même de répondre aux deux objectifs de la révision de sa politique en matière d'aides d'Etat, à savoir réduire les distorsions de marché et améliorer l'efficacité économique des systèmes de soutien. Elles permettraient ainsi de maximiser l'avantage pour le consommateur tout en prenant en compte,

²⁹⁸ *Ibid.*, p. 4.

au moyen de certaines exceptions, les contraintes propres aux producteurs d'énergie renouvelable dans les filières non matures²⁹⁹.

B/ Des principes appliqués de manière incomplète dans le droit interne

340. Les deux principes des LDAEE 2014 portant sur les modalités d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien ont été dans les faits pris en compte par les dispositions réglementaires qui ont mis en œuvre la LTECV. Pourtant, l'expression de ces deux principes ne se trouve pas formellement dans le texte de cette loi, ni n'est impliquée par l'un des objectifs de la politique énergétique définis à son titre premier. L'application dans le droit interne de ces deux principes définis au niveau de l'Union européenne est ainsi caractérisée par une dichotomie paradoxale entre leur absence dans les dispositions de la LTECV et leur application par les pouvoirs publics (1), ce qui pose la question des effets du caractère déclaratoire ou équivoque d'une partie des dispositions de cette loi (2).

1) Des principes partiellement appliqués malgré le silence de la loi

a) Des principes concurrentiels partiellement mis en œuvre par les autorités publiques

341. L'objectif du renforcement de la concurrence n'est présent ni parmi les finalités de la politique énergétique listées à l'article L.100-1 du code de l'énergie ni parmi les moyens détaillés à l'article L.100-2 du même code. Seule l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte indiquait l'obligation, au-delà des seuils fixés par les LDAEE 2014, d'attribuer le bénéfice des mécanismes de soutien au moyen de procédures de mise en concurrence technologiquement neutres à compter du 1^{er} janvier 2017³⁰⁰.

342. La troisième finalité de la politique énergétique inscrite à l'article L.100-1 du code de l'énergie, qui dispose qu'elle « *maintient un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs* », qui semble s'approcher le plus d'un tel objectif, vise en réalité un autre objet. En effet, elle reprend et complète l'objectif présent auparavant dans le code de l'énergie et issu de la loi POPE, qui disposait que la politique énergétique vise à « *maintenir un prix de l'énergie*

²⁹⁹ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139, p. 60.

³⁰⁰ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 121.

compétitif ». Cette disposition vise à préserver, dans un contexte de forte concurrence internationale, la compétitivité des industries « électro-intensives », dont la rentabilité est très dépendante du coût de l'électricité³⁰¹. La discussion du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a rappelé cette finalité et a clarifié la différence qui existe avec l'objectif de baisse des coûts de production de l'énergie. En effet, la question s'est posée de savoir si cet article devait porter sur « prix » de l'énergie, auquel cas l'objectif poursuivi est la diminution de la facture énergétique des entreprises et des consommateurs, ou sur le « coût » de l'énergie, auquel cas l'objectif est la réduction du coût pour la collectivité du soutien aux filières de production d'énergie³⁰². Or, le législateur a expressément refusé de changer le paradigme de cet objectif, notamment en faisant valoir que faire de la baisse du coût de production un objectif de la politique énergétique pourrait entraver le développement des nouvelles filières de production d'énergie encore peu matures. Ainsi, plutôt que de donner un fondement politique à un objectif de baisse des coûts de la production de l'énergie, ce troisième objectif de l'article L.100-1 semble au contraire impliquer un refus de faire de cette considération un objectif de la politique énergétique nationale.

343. Par ailleurs, dans ses titres suivants, la LTECV ne comporte pas non plus de disposition mettant directement en œuvre les principes de concurrence entre les producteurs et entre les technologies de production d'électricité renouvelable.

Si l'article 119 habilite bien le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi sur certains aspects des procédures de mise en concurrence, celles-ci ne portent que sur le fonctionnement interne de ces procédures, et non sur les filières auxquelles il convient de les appliquer. En la matière, les dispositions visant à conformer les modes d'octroi des aides aux énergies renouvelables aux seuils imposés par les LDAEE 2014 ont été adoptées par le pouvoir réglementaire ultérieurement.

344. Dans le silence de la loi, il revient donc au pouvoir réglementaire, comme cela était déjà le cas antérieurement à la LTECV, de fixer les seuils d'application de la procédure d'appel d'offres en conformité avec les dispositions des LDAEE 2014 applicables à partir du 1^{er} janvier 2017.

345. Or, en dépit de ce silence de la loi, force est de constater que le pouvoir réglementaire a mis le système français de soutien à la production d'électricité renouvelable en conformité avec les seuils prévus par le point 126 des LDAEE 2014, par la définition aux articles R.314-15 et R.314-23 du code de l'énergie des catégories d'installations bénéficiant d'un mécanisme de soutien selon le système du guichet ouvert.

³⁰¹ Annexe du projet de loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

³⁰² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 54.

346. Le recours aux appels d'offres ou au dialogue concurrentiel est ainsi prévu au-delà du seuil d'une puissance nominale supérieure à 3 MW et de la limite de six aérogénérateurs dans la filière de l'éolien à terre, et au-delà du seuil de 1 MW pour les filières de l'hydroélectricité et de la cogénération. Le seuil a en outre été abaissé dans la filière solaire et dans le cas des installations en autoconsommation, où il est fixé à 100 kWc. Le recours à ces procédures est enfin systématique dans la filière de l'éolien en mer.

Par exception, les procédures de mise en concurrence ne sont en revanche pas appliquées dans la filière de la production d'électricité utilisant du biogaz issu du traitement des eaux usées, dans laquelle le seuil est de 12 MW, et dans la filière de la géothermie, qui ne connaît pas de seuil. En effet, la Commission a admis qu'un appel d'offres pour des installations situées au-dessus du seuil de 1 MW dans le premier cas, et quel que soit le seuil dans le second cas, ne serait pas suffisamment concurrentiel pour justifier le recours à une telle procédure³⁰³.

347. L'application du principe de neutralité technologique par l'autorité administrative est moins nette. Dans la continuité de l'opposition exprimée par le Gouvernement lors de la consultation préalable à la publication des LDAEE 2014, le ministre de l'énergie se montre très réticent dans la mise en œuvre de ce principe dans la rédaction des cahiers des charges des appels d'offres. Cependant, cette politique prend place dans un contexte caractérisé par une forte pression de la Direction générale de la Concurrence de la Commission en faveur de cette modalité. À ce jour, cette divergence de vues sur l'opportunité de mettre en œuvre ce principe dans les appels d'offres français a abouti à un unique appel d'offres, celui du 11 décembre 2017, lancé à la demande de la Commission. Encore ne met-il en œuvre ce principe que de manière très limitée puisqu'il ne met en concurrence que deux filières, celles du solaire photovoltaïque et de l'éolien.

348. Il est à relever que, sur cette question, la position de la CRE rejoint celle des autorités françaises. La CRE a notamment synthétisé et rappelé dans son avis sur le projet d'appel d'offres bi-technologique les motifs d'opposition au principe des appels d'offres technologiquement neutres, en les spécifiant par rapport à l'appel d'offres en question³⁰⁴. Elle estime ainsi tout d'abord que la pratique des appels d'offres multi-technologiques ou technologiquement neutres « *pourrait avoir des effets indésirables en termes d'atteinte des objectifs de la politique énergétique et de coût d'intégration des énergies renouvelables au système électrique* ». Notamment, ils ne peuvent garantir le développement complémentaire des filières éolienne et photovoltaïque, pourtant indispensable au foisonnement énergétique en raison de la décorrélation de leurs périodes de production.

La CRE estime ensuite que la généralisation de tels appels d'offres ne permettrait pas de garantir le développement de la filière de la biomasse, plus coûteuse mais ayant un impact favorable sur la gestion des déchets.

³⁰³ Décision de la Commission du 5 mai 2017, Aide d'Etat SA.43485 (2015/N), C(2017) 3137 final ; Décision de la Commission du 12 décembre 2016, Aide d'Etat SA.46898 (2016/N), C(2016) 8605 final.

³⁰⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité n° 2017-086 du 20 avril 2017.

Enfin, elle fait valoir que cette pratique est contradictoire avec l'objectif de visibilité de développement de chaque filière, pourtant nécessaire aux investissements industriels, dans la mesure où l'ampleur et le rythme du soutien accordé à chaque filière deviennent incertains.

349. Il est à souligner que cette position commune du Gouvernement et de la CRE s'est trouvée confortée par les résultats de ce premier appel d'offres, dont la totalité des lauréats ont soumis des projets de centrales photovoltaïques au sol, aucun projet éolien n'ayant été retenu. Ce résultat a été interprété par le ministre chargé de l'énergie comme démontrant « *la nécessité de développer un mix électrique renouvelable équilibré et diversifié grâce à des appels d'offres permettant de jouer la complémentarité des énergies, nécessaires au mix global* »³⁰⁵. En outre, ces résultats confirment ceux du premier appel d'offres bi-technologique allemand, lancé en février 2018 et portant également sur les filières du solaire et de l'éolien, dont la totalité de la puissance ouverte a été attribuée à des projets de centrales photovoltaïques³⁰⁶.

b) Les motifs de la dichotomie entre la loi et son application

350. Il apparaît donc que les pouvoirs publics français, après n'avoir pas abordé dans la LTECV la question de l'application des principes de mise en concurrence imposés par la Commission, d'une part appliquent dans les faits le principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable, et d'autre part montrent une forte opposition à appliquer le principe de mise en concurrence des filières de production. La position du législateur, par le silence observé sur ce point, se distingue donc nettement de l'équilibre qu'il a recherché par ailleurs entre les objectifs de diminution de l'impact des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sur le fonctionnement du marché de l'électricité et de garantie de la rentabilité des investissements.

351. Dans le premier aspect de la réforme des mécanismes de soutien, relatif à la révision de leur fonctionnement interne, les objectifs poursuivis par la Commission et par l'Etat peuvent être considérés comme concordants, au moins quant aux moyens. En effet, l'objectif de l'Etat de parvenir à un système permettant d'assurer le développement des différentes filières de production d'énergie renouvelable au moindre coût pour la collectivité est compatible avec celui de la Commission, qui vise à limiter les effets négatifs des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables sur le fonctionnement du marché de

³⁰⁵ Communiqué du Ministère de la Transition écologique et solidaire du 6 novembre 2018, « Appel d'offres mettant en concurrence les projets solaires et éoliens : François de Rugy désigne les lauréats pour 200 MW de projets solaires ».

³⁰⁶ Communiqué de presse de l'Agence fédérale des réseaux du 12 avril 2018.

l'électricité. Dès lors l'équilibre établi par la LTECV prend en compte l'objectif poursuivi par la Commission et intègre les principes imposés par les LDAEE 2014.

352 En revanche, cette concordance d'objectifs n'existe pas dans le second aspect de la réforme des mécanismes de soutien, relatif à la révision des modes d'attribution des aides. Au contraire, l'Etat et la Commission s'opposent nettement sur le bien-fondé d'une partie même des principes mis en avant par cette dernière dans les LDAEE 2014, à savoir le principe de neutralité technologique. Par ailleurs, à l'analyse des documents préparatoires de la LTECV et des débats parlementaires, le principe de mise en concurrence des producteurs ne semble pas rejoindre une volonté politique nationale, même s'il ne suscite pas d'opposition de principe. Cette absence de concordance entre les objectifs des pouvoirs publics français et les principes de la Commission permet d'expliquer le silence du législateur sur le renforcement du recours aux méthodes concurrentielles d'attribution des aides, que ce soit dans les dispositions programmatiques à valeur politique ou dans les dispositions ayant une valeur normative.

353 Le silence du législateur sur ce point contraste en revanche avec l'affirmation fréquente du rôle directeur de la puissance publique dans la conduite de la politique énergétique et le refus de laisser les lois du marché opérer seules. Ainsi, l'affirmation à l'article premier que la politique de l'énergie « *contribue à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie* » avait entre autres pour objectif, dans le choix des termes, de marquer le refus d'une construction du marché énergétique européen « *reposant uniquement sur le marché* ». Elle visait au contraire à mettre en place une politique plus volontariste en affirmant la nécessité de « *créer de nouveaux instruments de coordination au niveau communautaire plutôt que de compter sur le seul marché* »³⁰⁷. De manière générale, comme l'a souligné un commentateur de la loi, l'ensemble formé par les objectifs et moyens de l'article premier de la loi « *s'accompagne d'une dimension de politique publique et de volonté politique omniprésentes* », qui mobilise fortement les « *allusions aux topoï de la puissance étatique, classiques en matière d'énergie* »³⁰⁸.

354 Il semble donc que, relativement aux principes concurrentiels promus par la Commission, la LTECV soit construite sur une dichotomie, à défaut d'une contradiction formelle, entre les objectifs et moyens de la politique énergétique affichés par son article premier et la politique effectivement mise en œuvre dans les faits. Si cette dichotomie s'explique par une divergence de fond entre l'Etat et la Commission, elle n'en pose pas moins

³⁰⁷ Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 29.

³⁰⁸ Fonbaustier (L), « Une volonté politique énergétique et croissante aux effets incertains. - À propos de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *La Semaine Juridique, Edition Générale*, n° 41, 5 octobre 2015, p. 1053.

un certain nombre de questions quant à la place de la LTECV dans le processus de transition énergétique.

2) Une loi ambiguë, source d'incertitude

355. Cette différence, sinon cette contradiction, entre les objectifs de nature politique énoncés à l'article premier de la LTECV et la politique suivie par les pouvoirs publics pose la question du manque de clarté et d'intelligibilité, voire du caractère équivoque, des dispositions programmatiques de la LTECV.

356. Le caractère peu clair, complexe à mettre en œuvre, du cadre de la politique de l'énergie mis en place par l'article premier de la LTECV a fait l'objet d'une importante controverse au cours de la discussion parlementaire, avant d'être toutefois validé par le Conseil constitutionnel. Il a en effet été souligné et rappelé plusieurs fois au cours des débats que les objectifs et moyens de la politique de l'énergie ne sont pas hiérarchisés. Au contraire, selon le ministre chargé de l'énergie, ils « *ont tous la même importance et le même intérêt* »³⁰⁹. Ce choix a fait l'objet de fortes critiques de l'opposition, qui a souligné les inconvénients d'un article assignant plusieurs objectifs à une même politique, qui elle-même couvre des champs très différents, sans lier un objectif particulier à chaque aspect de la politique de l'énergie. Ainsi, cette multiplicité de finalités, d'instruments et d'objectifs chiffrés non hiérarchisés serait contraire à une méthode qui voudrait, par analogie avec la « loi de Taylor » en politique monétaire, qu'à un objectif corresponde un instrument spécifique³¹⁰. Ni la multiplicité d'objectifs, ni leur formulation en termes généraux et vagues, n'ont cependant été jugées contraire à l'objectif d'accessibilité et d'intelligibilité de la loi par le Conseil constitutionnel, en raison de la nature programmatique des dispositions de l'article premier de la LTECV. Celui-ci avait d'ailleurs déjà jugé, relativement à la loi POPE, que le grief tiré de l'imprécision des dispositions programmatiques de cette loi ne pouvait être invoqué, en raison précisément de leur portée non normative³¹¹. De manière cohérente, il a jugé que, le titre premier de la LTECV étant sans portée normative, « *ne sauraient davantage être invoqués les griefs tirés de ce que ces dispositions portent atteinte (...) à l'objectif d'accessibilité et d'intelligibilité de la loi* »³¹².

³⁰⁹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 56.

³¹⁰ JORF, Assemblée nationale, XIVe législature, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Première séance du lundi 6 octobre 2014, p. 6725.

³¹¹ Décision n° 2005-516 DC du 7 juillet 2005, considérant 7.

³¹² Décision n° 2015-718 DC du 13 août 2015, considérant 12.

357. Si le défaut de clarté et d'intelligibilité des dispositions programmatiques n'est pas susceptible d'invalidation par le Conseil constitutionnel, cette pratique n'est cependant pas exempte de critiques.

358. Dès leur formulation par la loi POPE, les principes de la politique énergétique ont fait l'objet de réserves de la part de la Commission des affaires économiques du Sénat, qui soulignait les « *difficultés résultant du flou qui entoure la portée normative d'un texte éloquent annexé à une loi* » et d'articles qui « *contiennent essentiellement la déclaration de grandes orientations et de principes généraux qui, pour la plupart, ne peuvent pas être traduits en normes juridiques opposables* ». En conséquence, elle préconisait de ne pas intégrer de telles dispositions dans la loi, afin de « *limiter l'ampleur des déclarations de principe pour ne pas favoriser la création d'un droit surabondant et, au total, inopérant, voire bavard* »³¹³.

359. Cette critique rejoint plus largement un enjeu contemporain du droit, celui du risque d'émergence d'un « droit mou », selon les termes utilisés par le Conseil d'Etat dans son rapport public de 1991. En effet, « *il n'est pas souhaitable que la frontière entre ce qui est obligatoire et ce qui ne l'est pas, ce qui est sanctionnable et ce qui ne saurait l'être, devienne incertaine aux yeux du citoyen, au risque d'étendre cette incertitude à ceux du juge* »³¹⁴. Cette dérive pose, de manière générale, la question des effets des « lois équivoques », selon la définition qu'en donne le vice-président de la section de l'intérieur du Conseil d'Etat, M. Jean-Eric Schoettl, à savoir « *toute disposition législative dont la portée ou l'intensité normative sont incertaines en raison du caractère imprécis, obscur ou ambigu de sa formulation* »³¹⁵. Comme le notait celui-ci, l'une des causes de la présence de telles dispositions vient de ce la loi revêt souvent « *une fonction cathartique ou propitiatoire* », d'où vient d'une part l'emploi de termes particuliers et peu précis, et d'autre part la poursuite de buts inconciliables.

360. La LTECV, et notamment son titre premier, n'est pas indemne de ces dérives. Selon l'analyse faite par la Délégation aux collectivités territoriales et à la décentralisation du Sénat dans son Rapport d'information³¹⁶, cette loi souffre en effet de deux défauts majeurs au regard de l'objectif d'intelligibilité, d'une part « *la tentation de donner à l'idéal une expression juridique* » et d'autre part « *la solution de l'empilement normatif* ». Suivant ce rapport en effet, « *le titre Ier, tout entier consacré à la définition des objectifs de la politique énergétique, est emblématique de cette tentation de donner à l'idéal une expression juridique* », tentation qui résulte d'un « *penchant qui consiste à confondre l'action avec*

³¹³ Rapport n° 330 (2003-2004) fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

³¹⁴ Conseil d'Etat, Rapport public annuel 1991, *De la sécurité juridique*, La Documentation française.

³¹⁵ Commission des Lois du Sénat et l'Association française de droit constitutionnel, *L'écriture de la loi*, colloque, juin 2014, p. 31.

³¹⁶ Rapport d'information n° 265 fait au nom de la délégation aux collectivités territoriales, p. 20 à 22.

l'incantation, dessinant le monde idéal de la transition énergétique sans parvenir à dégager clairement son chemin d'accès juridique ».

361. S'il est vrai, comme le font remarquer les auteurs du rapport, que « *l'appel à la vertu propitiatoire de la loi est souvent lié à la difficulté de traduire les objectifs recherchés en commandements aisément applicables* »³¹⁷, la conséquence des dispositions équivoques, soulignée par le vice-président de la section de l'intérieur du Conseil d'Etat, est le renvoi fréquent au pouvoir réglementaire, qui se trouve investi de la mission de trancher entre les différents sens potentiels contenus dans la loi³¹⁸.

362. Ainsi, faute de dispositions législatives normatives pertinentes, la réalité du sens des orientations données par l'article premier de la LTECV relativement à l'objectif de mise en concurrence dans le secteur de la production d'électricité renouvelable résulte en grande partie de la mise en œuvre de la loi par le pouvoir réglementaire et l'autorité administrative. De ce fait, comme l'a souligné l'un des commentateurs de la loi, il a fallu « *considérer comme prématuré tout commentaire péremptoire qui surviendrait avant l'improbable mise en œuvre complète de la loi...* »³¹⁹.

II/ Une volonté du législateur de renforcer le rôle planificateur de l'Etat

363. La LTECV montre une volonté du législateur d'équilibrer le principe de concurrence entre les producteurs et entre les filières, imposé par les LDAEE 2014, par la réaffirmation du principe de planification par l'Etat du développement des filières de production d'énergie renouvelable. Le législateur a ainsi affirmé, tant à travers les objectifs et principes de la politique énergétique qu'à travers certains articles plus spécifiques, sa volonté de maintenir cette compétence traditionnelle de l'Etat (A). Cette ambition est passée par une redéfinition et une revalorisation de la pratique de la programmation pluriannuelle de l'énergie dans le secteur de la production d'électricité renouvelable (B).

A/ Un objectif inscrit dans la continuité de la politique énergétique nationale

³¹⁷ Rapport d'information n° 265 fait au nom de la délégation aux collectivités territoriales, p. 20 à 22.

³¹⁸ Commission des Lois du Sénat et l'Association française de droit constitutionnel, *L'écriture de la loi*, colloque, juin 2014, p. 129 et suiv.

³¹⁹ Fonbaustier (L), « Une volonté politique énergétique et croissante aux effets incertains. - À propos de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *La Semaine Juridique, Edition Générale*, n° 41, 5 octobre 2015, p. 1053.

364. La planification du développement de la production d'énergie est depuis la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz une compétence de l'Etat, exercée essentiellement de manière centralisée. Cette organisation traditionnelle s'est poursuivie en matière de production d'énergie renouvelable au moyen des instruments mis à la disposition de l'Etat par la loi 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité puis par le code de l'énergie. Cette politique est particulièrement visible dans la répartition des compétences opérées en matière de gouvernance de la transition énergétique entre les différents échelons au niveau national. Si le législateur a certes voulu renforcer le rôle des collectivités locales, il a en revanche maintenu le pilotage du développement de la production énergétique entre les mains de l'Etat.

365. La LTECV s'inscrit donc dans la continuité de la politique de planification centralisée de la production d'énergie, d'abord en exprimant dans son titre premier la volonté politique de maintenir cet aspect de la politique de l'énergie (1), ensuite en maintenant en matière de production d'énergie renouvelable cette compétence au niveau de l'Etat (2).

1) Une volonté politique exposée dans les objectifs de la politique de l'énergie

366. La volonté de maintenir une planification efficace de la production de l'énergie est présente dans plusieurs des moyens d'atteindre les objectifs de la politique énergétique, détaillés à l'article L.100-2 du code de l'énergie. Il s'agit pour le législateur de maintenir une compétence traditionnelle importante de l'Etat, qui renvoie à la maîtrise de son territoire, à sa mission d'assurer la sécurité d'approvisionnement et au contrôle d'un facteur économique structurant, tout autant que de se donner les moyens d'atteindre les objectifs chiffrés de développement des énergies renouvelables définis à l'article premier de la LTECV.

367. Premièrement, le second moyen mentionné par l'article L.100-2 du code de l'énergie rappelle la nécessité d'une telle planification, et résulte du refus d'abandonner ce domaine au jeu du marché. Cet article dispose que, pour atteindre les objectifs définis à l'article L.100-1 du même code, l'Etat, en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens, veille, en particulier, à « *participer à la structuration des filières industrielles de la croissance verte* ». Ce moyen, nouveau, traduit nettement l'orientation du législateur. En effet, cette rédaction a été préférée à une autre, qui prévoyait d'« *assurer la préservation d'un environnement concurrentiel favorable au développement des innovations* », le législateur ayant considéré qu'en l'état actuel du marché, « *le développement de la concurrence n'est pas le premier vecteur des innovations* »³²⁰. En creux, cette disposition marque ainsi la volonté de l'Etat de

³²⁰ Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 34.

s'impliquer plus directement dans l'émergence des filières de la croissance verte et de ne pas laisser jouer seulement les lois du marché.

368. Le principe de la planification du développement du secteur de la production ainsi affirmé, l'article L.100-2 du code de l'énergie pose ensuite le cadre dans lequel l'Etat doit mettre en œuvre cette planification. Aux termes de cette disposition, l'Etat, en lien avec les acteurs de la politique énergétique, veille à « *diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles, diversifier de manière équilibrée les sources de production d'énergie et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale* ». Ce troisième moyen reprend et complète celui déjà présent dans le code de l'énergie, en précisant que la diversification des sources de production d'énergie doit se faire « *de manière équilibrée* ». Cependant, la notion de diversification équilibrée des sources de production d'énergie est relativement vague, l'équilibre étant par nature toujours entendu au regard d'un critère exogène. Or l'exposé des motifs de la loi présente l'équilibre comme une caractéristique générale du nouveau modèle énergétique français, qui doit être « *plus diversifié, plus équilibré, plus sûr et plus participatif* »³²¹, précisant plus loin que ce nouvel équilibre est fondé sur « *la complémentarité des sources d'approvisionnement* »³²², sans indiquer de critère particulier. Ce critère est donc finalement peu directif, et il revient de fait aux pouvoirs publics de lui donner un contenu à travers la mise en œuvre de cette loi.

369. Enfin, l'article L.100-2 du code de l'énergie dispose que l'Etat veille à « *développer la recherche et favoriser l'innovation dans les domaines de l'énergie et du bâtiment* ». Ce septième moyen reprend et complète celui résultant de la loi POPE, qui disposait que l'Etat veille à « *développer la recherche dans le domaine de l'énergie* », l'ajout de la mention de l'innovation visant à éviter une limitation à la recherche fondamentale et à intégrer l'innovation technique³²³.

370. Cette volonté de maintenir une planification efficace de la production de l'énergie vient ainsi équilibrer l'impact des principes concurrentiels des LDAEE 2014 sur la politique énergétique française. Cependant, elle peut aussi s'appuyer sur un certain nombre de dispositions du droit de l'Union européenne, ainsi que sur certaines préoccupations prises en compte par la Commission européenne.

371. D'une part, la pratique de la planification par l'Etat du développement des énergies renouvelables trouve ses fondements juridiques dans l'article 3 de la directive 2009/72/CE, qui dispose que « *pour atteindre les objectifs environnementaux et les objectifs*

³²¹ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p.3.

³²² *Ibid.*, p.5.

³²³ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 5e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du lundi 6 octobre 2014, p. 6766.

concernant l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables (...), les Etats membres peuvent mettre en œuvre une planification à long terme (...) ».

372. Par ailleurs, les communications de Commission préparatoires à l'élaboration des LDAEE 2014 définissent la stabilité des politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables comme un enjeu important pour le bon fonctionnement du marché. Dans sa communication du 6 juin 2012 sur la place des énergies renouvelables dans le marché européen de l'énergie, la Commission a ainsi souligné la nécessité de préserver la confiance des investisseurs en assurant la pérennité des dispositifs de soutien qui ont été décidés et en évitant toute démarche susceptible de les remettre en cause rétroactivement. Ainsi, « *l'intervention publique doit représenter vis-à-vis des investisseurs et des consommateurs un engagement stable, durable, transparent, prévisible et crédible* ». Dans cette perspective, l'enjeu, selon la Commission, est de doubler la transposition et l'application de la directive sur les énergies renouvelables d'une politique de long terme claire pour faciliter les investissements. Notamment, elle souligne l'importance pour les Etats membres d'éviter les ruptures et modifications brutales dans leurs politiques de soutien, en rappelant que le niveau de soutien ne détermine pas seul le succès en termes de production d'énergie renouvelable, et qu'un système de soutien doit être intégré à un cadre politique cohérent et à une stratégie prévisible et stable à long terme, dotée d'objectifs clairs³²⁴.

2) Une planification de la production de l'électricité maintenue au niveau de l'Etat

a) La place importante des collectivités locales comme acteurs de la planification de la transition énergétique

373. La LTECV donne une place importante aux collectivités locales comme acteurs de la planification de la transition énergétique. Cette dimension de la loi vise à prendre en compte le fait, souligné lors du débat national sur la transition énergétique³²⁵, que « *les tendances lourdes d'évolution du système énergétique, et en particulier le développement des énergies renouvelables (EnR) ou fatales (par exemple l'énergie issue du traitement des déchets), accentuent par nature son degré de décentralisation* »³²⁶. En effet, d'une part les

³²⁴ Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final, p. 14.

³²⁵ Conseil national du débat, *Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France*, juillet 2013, p. 36.

³²⁶ Sokoloff (P), « Lutte contre le changement climatique, décentralisation énergétique, efficacité des politiques publiques et cohésion territoriale : une synthèse nécessaire, un défi ambitieux », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 3.

sources d'énergie renouvelables, réparties sur l'ensemble du territoire, sont exploitées à une maille locale et injectées sur les réseaux de distribution, qui relèvent de la compétence des communes ou de leurs groupements. D'autre part, en raison de leur proximité avec le terrain et avec les citoyens « *les collectivités locales exercent une force d'entraînement et ont donc une obligation d'exemplarité en ce qui concerne les pratiques et comportements énergétiques* ».

374. À cet égard, la LTECV s'inscrit « *dans un double continuum législatif* »³²⁷. D'une part elle vient compléter les objectifs dans le domaine de l'énergie et de l'environnement fixés la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite « Grenelle I », et la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « Grenelle II ». D'autre part elle s'inscrit dans le prolongement de la réforme territoriale, engagée par la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles, dite « loi MAPTAM », et par la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite « loi NOTRE ».

375. En effet, si aucun titre spécifique n'est consacré à cet aspect, la question de la planification territoriale de la transition énergétique traverse toute la loi. Celle-ci a donc « *une portée territoriale, si ce n'est décentralisatrice de la transition énergétique au profit de différents échelons de collectivités territoriales* »³²⁸.

376. En premier lieu, la LTECV réaffirme le rôle premier des régions dans la planification de la transition énergétique, dans la continuité de la « loi MAPTAM », qui avait établi les régions comme chefs de file pour l'exercice des compétences relatives au climat, à la qualité de l'air et à l'énergie.

377. Son article 188 dispose ainsi que « *la région constitue l'échelon pertinent pour coordonner les études, diffuser l'information et promouvoir les actions en matière d'efficacité énergétique* », « *favorise, à l'échelon des établissements publics de coopération intercommunale, l'implantation de plateformes territoriales de la rénovation énergétique mentionnées à l'article L.232-2 du code de l'énergie et le développement d'actions visant à lutter contre la précarité énergétique en matière de logement, en application de l'article L.232-1 du même code* » et « *est garante de la bonne adéquation entre l'offre de formation des établissements de formation initiale et les besoins des entreprises pour répondre aux défis techniques de construction en matière de transition énergétique* ».

³²⁷ Villeneuve (P), « La planification territoriale de la transition énergétique », *AJ Collectivités Territoriales*, 2016, p.29.

³²⁸ *Ibid.*, p.29.

378. Il revient donc, en vertu de l'article L.222-1 du code de l'environnement, au président du conseil régional d'élaborer, conjointement avec le préfet de région, le projet de schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), qui est ensuite arrêté par ce dernier. Ce schéma a pour objet de fixer, à l'échelon du territoire régional et à l'horizon 2020 et 2050, « *les orientations permettant d'atténuer les effets du changement climatique et de s'y adapter* », « *les orientations permettant (...) de prévenir ou de réduire la pollution atmosphérique ou d'en atténuer les effets* », « *par zones géographiques, les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en matière de valorisation du potentiel énergétique terrestre, renouvelable et de récupération et en matière de mise en œuvre de techniques performantes d'efficacité énergétique (...)* » et « *un programme régional pour l'efficacité énergétique* », qui porte les modalités de soutien aux travaux de rénovation énergétique.

379. Deuxièmement, la LTECV renforce également le rôle des EPCI dans la planification de la transition énergétique. L'article 188 de la loi impose ainsi à la métropole de Lyon et aux établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants d'adopter un plan climat-air-énergie territorial (PCAET).

380. Aux termes de l'article L.229-26 du code de l'environnement, le PCAET définit, sur le territoire de l'EPCI ou de la métropole « *les objectifs stratégiques et opérationnels de cette collectivité publique afin d'atténuer le changement climatique, de le combattre efficacement et de s'y adapter* » et « *le programme d'actions à réaliser afin notamment d'améliorer l'efficacité énergétique, de développer de manière coordonnée des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, d'augmenter la production d'énergie renouvelable, de valoriser le potentiel en énergie de récupération, de développer le stockage et d'optimiser la distribution d'énergie, de développer les territoires à énergie positive, de favoriser la biodiversité pour adapter le territoire au changement climatique, de limiter les émissions de gaz à effet de serre et d'anticiper les impacts du changement climatique* ».

381. En cohérence avec cette nouvelle répartition de compétences, l'article 188 de la LTECV prévoit que les EPCI et la métropole de Lyon, lorsqu'ils ont adopté leurs PCAET, « *sont les coordinateurs de la transition énergétique* ». À ce titre, « *ils animent et coordonnent, sur leur territoire, des actions dans le domaine de l'énergie en cohérence avec les objectifs du plan climat-air-énergie territorial et avec le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie, en s'adaptant aux caractéristiques de leur territoire* ». Ils peuvent notamment « *réaliser des actions tendant à maîtriser la demande d'énergie de réseau des consommateurs finals desservis en gaz, en chaleur ou en basse tension pour l'électricité et accompagner des actions tendant à maîtriser la demande d'énergie sur leur territoire* » ou tendant « *à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs en situation de précarité énergétique* ».

b) Un rôle des collectivités locales centré sur le volet « consommation » de la transition énergétique

382. Cependant, le renforcement de la place des collectivités locales comme acteurs de la planification de la transition énergétique reste concentré sur son aspect « consommation », tandis que la planification du volet « production » reste de la compétence de l'Etat. Cela s'explique par le caractère non commandable d'une partie importante de cette production et par l'absence actuelle de modes de stockage économiquement rentables, ce qui impose de mettre en place des dispositifs d'ajustement en temps réel entre injections et soutirages à l'échelle du réseau national de transport et de distribution. Comme l'ont relevé certains auteurs, cette dichotomie n'est nullement accidentelle ou circonstancielle, mais répond à une constante structurelle de l'histoire des systèmes énergétiques en France. Ainsi, *« cette territorialisation de l'énergie en France, au-delà des cycles de décentralisation et de la prégnance croissante du cadre européen, reste cependant durablement marquée par une hiérarchie régaliennne du national au local »*. Cette permanence s'explique par une influence déterminante du fonctionnement du système électrique existant sur l'organisation du développement des nouveaux modes de production. En effet, si le pilotage du développement des énergies renouvelables se fait nécessairement de manière centralisée, c'est en raison de la centralisation préalable de la gestion du transport et de la distribution de l'électricité³²⁹.

383. Cette distinction entre le rôle attribué aux collectivités locales et celui attribué à l'Etat se manifeste particulièrement dans les dispositions relatives aux territoires à énergie positive.

384. De manière programmatique, l'article 188 de la LTECV dispose que *« l'Etat, les régions ainsi que les métropoles et les établissements publics s'associent pour que deux cents expérimentations de territoires à énergie positive soient engagées en 2017 »*. Cette disposition renvoie à l'article premier de la LTECV, aux termes duquel, pour concourir à la réalisation des objectifs de la politique énergétique, *« l'Etat, les collectivités territoriales et leurs groupements, les entreprises, les associations et les citoyens associent leurs efforts pour développer des territoires à énergie positive »*.

385. La notion de territoire à énergie positive (TEPOS) n'est pas nouvelle, mais connaît plusieurs définitions et approches. La LTECV la définit à son article premier comme *« un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale en réduisant autant que possible les besoins énergétiques et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux. Un territoire à énergie positive doit favoriser l'efficacité énergétique, la réduction*

³²⁹ Bouneau (C) et Vila (J-B), « Transition énergétique et réforme territoriale : les enjeux d'un dialogue complexe », *Énergie - Environnement - Infrastructures* n° 1, janvier 2016, dossier 2.

des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement ».

386. Cette définition est révélatrice de la distinction opérée dans la planification de la transition énergétique entre le volet « consommation », qui relève essentiellement des collectivités locales, et le volet « production », qui reste du domaine de l'Etat. En effet, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte prévoyait de définir un TEPOS comme « *un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale* ».

387. D'une part, il a été précisé au cours du débat parlementaire que cette démarche devait se faire « *dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux* ». Cet ajout vise à indiquer que ces territoires ne doivent pas dégrader la gestion du système électrique national, ni « *ne sauraient être isolés et déconnectés des réseaux nationaux* »³³⁰, conformément à l'article L.100-1 du code de l'énergie, qui prévoit que la politique énergétique garantit la cohésion territoriale³³¹.

388. D'autre part, la LTECV précise qu'« *un territoire à énergie positive doit favoriser l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la consommation des énergies fossiles et viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement* ». Cette disposition pose deux ensembles d'objectifs. Le premier regroupe les éléments que doit « favoriser » un TEPOS, tous axés sur le volet « consommation » de la transition énergétique, de manière cohérente avec les compétences de planification données aux collectivités locales. Le second, lié au volet « production » de la transition énergétique, est plus ambigu, la formulation « *viser le déploiement d'énergies renouvelables dans son approvisionnement* » étant peu claire³³². Elle peut en effet signifier, pour une collectivité locale, soit déployer des énergies renouvelables sur son territoire afin de couvrir sa propre consommation, soit veiller à couvrir sa consommation par la fourniture d'une énergie « verte », sans considération de la localisation de sa production. À l'analyse des débats, il apparaît que cette seconde interprétation doit être retenue. En effet, le législateur a écarté une formulation alternative, suivant laquelle le TEPOS vise « *le déploiement d'énergies renouvelables locales dans son approvisionnement* ». Les parlementaires ont en effet estimé que l'usage du terme « local » faisait référence à une décentralisation du système énergétique, tandis que la formulation « *déploiement d'énergies*

³³⁰ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 11 février 2015, p. 1414.

³³¹ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 6e séance, Compte rendu intégral, 1e séance du mardi 7 octobre 2014, p. 6813.

³³² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 91.

renouvelables dans son approvisionnement » confortait un système doté d'une gestion relativement centralisée³³³.

389. Les questions soulevées par l'interprétation de la notion de TEPOS ont ainsi cristallisé le débat existant sur le rôle planificateur à donner aux collectivités locales en matière de production d'énergie renouvelable. Les réponses qui ont été apportées sont révélatrices du choix fait par le législateur. Dans l'instrument le plus abouti de l'intervention des collectivités locales en matière de planification de la transition énergétique, le territoire à énergie positive, l'accent est mis sur le moyen qu'est la réduction de la consommation énergétique, notamment par l'efficacité énergétique. En revanche, leur rôle est plus restreint et surtout plus encadré sur le plan de la production d'énergie. Sur ce plan, leur action doit, d'une part, rester insérée dans le système formé par les réseaux de transport et de distribution nationaux et, d'autre part, doit respecter l'équilibre du système énergétique, lequel relève d'une planification nationale. Dans cette logique, l'interprétation donnée de l'objectif consistant à viser le déploiement d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement des TEPOS porte surtout sur l'aspect « consommation », en visant l'accroissement de la part de ces énergies dans l'approvisionnement, plutôt que sur l'aspect « production », puisque le déploiement d'installations de production sur le TEPOS lui-même n'est pas visé.

B/ La mise en place des programmations pluriannuelles de l'énergie

390. Comme l'indique l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, l'un des objectifs poursuivis par la LTECV est de « *renforcer les instruments de pilotage du mix électrique dont dispose l'Etat* », termes repris par le titre du chapitre II de son titre VIII. La LTECV fait ainsi des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) les instruments centraux de cette planification. Mais si elle renforce la place des PPE dans la planification du développement des énergies renouvelables (1), elle met aussi en place une certaine déconcentration de cette planification par l'Etat (2).

1) Une programmation à la place renforcée dans la planification du développement de la production d'électricité renouvelable

a) Des programmations pluriannuelles de l'énergie à la valeur juridique renforcée et à la portée élargie

³³³ *Ibid.*, p. 92.

391. La LTECV, à son article 176, a instauré une PPE nationale, qui a fusionné et complété les documents de programmation existants, à savoir la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI électricité), le plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP gaz) et la programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur (PPI chaleur). Cet article fait de la PPE l'instrument central de la planification du développement des énergies renouvelables, d'une part en renforçant sa valeur juridique et d'autre part en élargissant le champ des aspects de la politique énergétique couverts par la PPE.

392. La LTECV renforce tout d'abord la valeur juridique des PPE par rapport à celle des planifications préexistantes en redéfinissant le lien entre l'octroi des autorisations d'exploiter et ces documents. Ainsi, les termes de l'article L.311-1 du code de l'énergie, selon lesquelles les nouvelles installations de production étaient exploitées « dans le cadre » de la PPI, ont été supprimés, tandis que l'article L.311-5 du même code prévoit désormais, de manière plus impérative, que « *l'autorisation d'exploiter doit être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie* ». Il est vrai que l'article L.311-5 dans sa rédaction antérieure faisait déjà de la compatibilité avec les objectifs de la PPI l'un des critères de la délivrance des autorisations d'exploiter et que l'article L.311-10 conditionnait le recours à la procédure d'appel d'offres à l'existence d'un écart entre les capacités de production et les objectifs de la PPI. Cependant, comme le souligne P. Sablière, « *seuls les objectifs étaient visés et non la programmation elle-même* ». Il résulte de ces évolutions que la programmation nationale dans le domaine de l'énergie, qui jusque-là était « *un document indicatif sans caractère prescriptif ou planificateur* »³³⁴, est précisément destinée à devenir un document planificateur. De même, les procédures de mises en concurrence seront « *de plus en plus le moyen de faire respecter la trajectoire définie par la programmation pluriannuelle de l'énergie si les demandes présentées par les producteurs n'y suffisent pas* »³³⁵.

393. De manière logique, le renforcement de la force juridique des PPE s'accompagne d'un renforcement des résultats attendus de l'existence de tels documents de planification. L'article L.141-1 du code de l'énergie dispose ainsi que « *la programmation pluriannuelle de l'énergie, fixée par décret, établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs définis aux articles L.100-1, L.100-2 et L.100-4 du présent code* ».

³³⁴ Rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, Période 2009 – 2020, Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, p. 10.

³³⁵ Sablière (P), « Le pilotage de la production d'électricité dans la loi de transition énergétique », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 10, octobre 2015, dossier 7.

394. Le fait que les priorités d'action soient fixées par la PPE « *afin d'atteindre* » les objectifs de la politique énergétique n'est pas anodin. En effet, si d'un côté cette rédaction a été adoptée afin de préciser que la PPE n'est pas établie simplement « *en cohérence* » avec les objectifs assignés à la politique énergétique nationale, mais bien en vue de les réaliser³³⁶, d'un autre côté le législateur a écarté un amendement visant à ce que les priorités d'action établies par la PPE « *garantissent* » la réalisation de ces objectifs. Le législateur a en effet estimé qu'une telle rédaction serait à la fois « *peu réaliste* », compte tenu des incertitudes pesant sur toute forme de programmation, et « *peu opérationnel sur le plan juridique* », puisqu'il n'est prévu aucune sanction en cas de non-respect des objectifs fixés³³⁷. Les obligations qui pèsent sur le Gouvernement dans l'élaboration et le respect des trajectoires fixées dans la PPE, en termes d'adéquation aux objectifs chiffrés de l'article premier de la LTECV, se rapprochent ainsi davantage d'une obligation de moyen que d'une obligation de résultat.

395. Ainsi réformées et renforcées, ces programmations ont trois objectifs, définis par l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte³³⁸. Le premier est de « *donner une vision d'ensemble sur l'évolution possible du système énergétique* ». Le second est de « *définir le cadre d'intervention de l'Etat pour réduire la consommation, soutenir le développement des énergies renouvelables, du stockage, des réseaux de transport et de distribution, de la flexibilisation de la demande* ». Le troisième est de « *définir les objectifs de sécurité d'approvisionnement et les outils nécessaires pour y parvenir* ».

396. En vue de permettre aux PPE d'atteindre ces objectifs, le législateur a notamment réformé la structure de ces documents et cherché à renforcer la visibilité des acteurs de la transition énergétique, tout en rendant cette planification plus flexible.

397. La LTECV a tout d'abord fusionné les trois planifications existantes au niveau national en un unique document, en vue de réduire « *le foisonnement des documents de planification* » et de donner « *une vision d'ensemble sur l'évolution possible du système énergétique* » grâce à la diversité des aspects couverts. L'article L.141-2 du code de l'énergie détaille donc le contenu de la PPE, structurée en six « volets », qui reprennent les champs couverts auparavant par les différentes planifications supprimées.

398. Dans cette structure, la planification du développement de la production d'électricité renouvelable est portée principalement par le troisième volet de la PPE, relatif au

³³⁶ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 653.

³³⁷ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 549.

³³⁸ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 236-237.

« développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération », et accessoirement par le quatrième volet, relatif au « développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ». Les deux sont liés dans les termes même du troisième volet, qui porte sur le « développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération ». En effet, le terme « développement » implique, contrairement à celui de « soutien », que le législateur a écarté, que la PPE ne doit pas se contenter de soutenir l'exploitation des énergies renouvelables, ce qui ne garantit pas leur essor, mais doit prévoir les conditions de l'accroissement de leur part dans le mix énergétique³³⁹. Or, ces conditions relèvent en grande partie du développement équilibré des réseaux et du stockage. Ces éléments sont donc visés par le quatrième volet, expressément en vue de favoriser notamment « la production locale d'énergie » et « l'autoproduction », termes qui renvoient essentiellement à la production d'électricité renouvelable.

399. Le développement de la production d'électricité renouvelable peut également être concerné, de manière indirecte, par le premier volet, relatif à la sécurité d'approvisionnement. L'article L.141-2 précise en effet que ce volet « *peut aussi prévoir la mise en œuvre de dispositions spécifiques, comme la diversification des moyens de production ou des sources d'approvisionnement d'énergie, pour se prémunir des risques systémiques* ». Cette précision est à lire en parallèle avec l'ajout, à l'article L.100-1 du code de l'énergie, de la réduction de la dépendance aux importations comme deuxième objectif de la politique énergétique, en plus de l'assurance de la sécurité d'approvisionnement. En effet, le législateur distingue la « sécurité d'approvisionnement », qui peut être assurée par divers moyens, y compris par les importations, de la « réduction de la dépendance aux importations », qui est un mode d'action visant une sécurité d'approvisionnement compatible avec l'exigence de souveraineté. Dans ce cadre, bien que la fabrication des éoliennes et des panneaux photovoltaïques comprenne des éléments importés, le développement de la production d'électricité renouvelable peut être pris en compte comme un facteur de réduction de la dépendance aux importations, celle-ci étant fonction des conditions de fonctionnement et non de fabrication des installations³⁴⁰.

400. Enfin, de manière transversale, l'article L.141-2 du code de l'énergie dispose que les 2^e et 6^e volets de la PPE, qui portent respectivement sur « l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile » et « l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins », « *précisent les enjeux de développement et de diversification des filières industrielles sur le territoire, de mobilisation des ressources*

³³⁹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 654.

³⁴⁰ *Ibid.*, p. 59 et 60.

énergétiques nationales et de création d'emplois ». La mention des enjeux de « diversification » des filières industrielles implique que la PPE poursuive des objectifs de diversification des moyens de production d'énergie, ce qui passe notamment par le développement des filières de production d'électricité renouvelable³⁴¹.

401. Le législateur a ensuite cherché à renforcer la visibilité des acteurs de la transition énergétique tout en rendant cette planification plus flexible. Aux termes de l'article L.141-3 du code de l'énergie, la PPE couvre donc deux périodes successives de cinq ans, afin d'aligner sa temporalité avec celle des périodes de la stratégie bas-carbone.

402. Cet objectif de visibilité doit s'articuler avec l'objectif parallèlement poursuivi de « *gagner en flexibilité* » dans la planification. Dans cette perspective, la LTECV prévoit la possibilité de « *révisions partielles et simplifiées à l'initiative du Gouvernement* ». L'article L.141-4 du code de l'énergie dispose donc que la PPE est révisée « *au moins tous les cinq ans pour deux périodes de cinq ans et, le cas échéant, les années restant à courir de la période pendant laquelle intervient la révision* ».

403. La première PPE nationale a été promulguée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016. L'objectif général affiché est d'enclencher entre 2016 et 2023 une « *accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables* » afin de rendre crédible l'atteinte des objectifs de la LTECV pour 2030³⁴².

404. L'analyse de cette première PPE montre que la déclinaison par filières de production d'énergie renouvelable des objectifs généraux vise à équilibrer plusieurs enjeux³⁴³. Premièrement, répondant à un enjeu financier, le PPE vise à orienter le développement vers les filières les plus compétitives, ou qui disposent d'un potentiel de réduction des coûts important. Deuxièmement, en termes d'enjeux économiques, les trajectoires retenues visent à donner une visibilité aux acteurs économiques permettant de soutenir l'investissement et la croissance du secteur. À cette fin, la PPE comprend un « *calendrier indicatif* » des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques.

405. Les objectifs chiffrés de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine continentale sont fixés par l'article 3 de la PPE, qui définit à l'horizon du 31 décembre 2023 une option basse et une option haute dans chaque filière. Ces objectifs sont, en termes de puissance totale installée, de 21 800 à 26 000 MW dans la filière éolienne terrestre, de 18 000 à 20 200 MW pour l'énergie radiative du soleil, de 25 800 à 26 050 MW, et de 63 TWh à 64 TWh d'énergie produite annuellement, pour

³⁴¹ *Ibid.*, p. 655.

³⁴² *Synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie*, Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.

³⁴³ *Ibid.*

l'hydroélectricité, dont l'énergie marémotrice. La PPE prévoit également des objectifs de 3 000 MW de puissance installée et entre 500 et 6 000 MW de plus de projets attribués pour l'éolien en mer posé, de 100 MW de puissance installée et entre 200 et 2 000 MW de plus de projets attribués pour les énergies marines (éolien flottant, hydrolien, etc.), en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix. Sont enfin fixés des objectifs de puissance totale installée de 53 MW pour la géothermie électrique, de 790 à 1 040 MW pour le bois-énergie, et de 237 à 300 MW pour la méthanisation. Concernant les filières du biogaz de décharge-stations d'épuration et des usines d'incinération d'ordures ménagères, la PPE fixe pour objectif l'équipement des sites existants de moyens de production électrique permettant de valoriser l'énergie produite lorsque cela est économiquement pertinent et que l'injection du biogaz dans le réseau ou la production de chaleur n'est pas possible.

406. Enfin, en application de l'article L.141-3 du code de l'énergie, la programmation de la période de cinq ans suivante, couvrant les années 2024 à 2028, a été mise en consultation en janvier 2019³⁴⁴. Ce projet prévoit notamment à l'horizon 2028 un doublement de la capacité de production d'électricité renouvelable par rapport à 2017, soit une capacité installée totale comprise entre 102 et 113 GW.

b) Un contrôle de l'application des programmations pluriannuelles de l'énergie rationalisé

407. Parallèlement au renforcement de la valeur juridique des PPE et du renforcement des aspects couverts par la PPE nationale, la LTECV a opéré une simplification de la procédure d'autorisation d'exploiter. Parallèlement, dans la mise en œuvre de ces programmations par le pouvoir réglementaire, les procédures de mises en concurrence ont pris le pas sur l'autorisation d'exploiter comme outil de mise en œuvre des trajectoires planifiées. En conséquence, le renforcement de la place de la PPE dans la politique de l'énergie ne s'est pas accompagné d'un accroissement équivalent de la lourdeur des procédures administratives de contrôle de l'évolution du mix énergétique.

408. L'article 187 de la LTECV a modifié le régime de l'autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité, afin de simplifier la procédure³⁴⁵ et de « *donner les outils pour permettre un pilotage du mix électrique par le biais de l'autorisation d'exploiter* »³⁴⁶. À cette fin, le législateur a écarté les critères relatifs au respect de la législation sociale et environnementale, ou liés à l'occupation des sols et à l'utilisation du domaine public, qui s'imposent indépendamment de l'autorisation d'exploiter. Ceux-ci sont

³⁴⁴ *Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028*, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, 2019.

³⁴⁵ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 160.

³⁴⁶ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 37.

en effet déjà examinés lors de la délivrance de l'autorisation au titre des installations classées, lors de la délivrance de l'autorisation d'urbanisme et lors du raccordement au réseau public d'électricité³⁴⁷.

409. Cet article a parallèlement recentré ce régime d'autorisation sur les aspects énergétiques. Ainsi, il ajoute en premier lieu trois nouveaux critères liés à la conformité des projets d'installations de production aux objectifs de la politique de l'énergie, à savoir « l'impact de l'installation sur l'équilibre entre l'offre et la demande et sur la sécurité d'approvisionnement », « la nature et l'origine des sources d'énergie primaire au regard des objectifs mentionnés aux articles L.100-1, L.100-2 et L.100-4 » et « l'impact de l'installation sur les objectifs de lutte contre l'aggravation de l'effet de serre ». En second lieu, il impose un rapport de compatibilité entre l'autorisation d'exploiter et la PPE.

410. Cependant, si la procédure de l'autorisation d'exploiter a été réformée en vue de permettre un pilotage du mix électrique par le biais de l'autorisation d'exploiter, le pouvoir réglementaire a réduit l'ampleur de son application aux énergies renouvelables, au profit du recours aux procédures de mise en concurrence comme outils de mise en œuvre des trajectoires planifiées.

411. En effet, aux termes de l'article L.311-6 du code de l'énergie, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à un certain seuil sont réputées autorisées. Or, par le décret n° 2016-687 du 27 mai 2016 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, le pouvoir réglementaire a modifié ces seuils en les rehaussant nettement. Ainsi le seuil de puissance installée est passé à 50 MW pour toutes les filières de production d'énergie renouvelable, contre des seuils antérieurs de 12 MW, et de 30 MW pour la filière éolienne.

412. La LTECV conserve à l'Etat, par sa compétence de délivrance des autorisations d'exploiter, « un rôle fondamental dans l'implantation d'ouvrages de production d'énergies de sources renouvelables »³⁴⁸. Cependant, dans les faits ce contrôle a été recentré sur les installations d'une taille importante, qui ont un impact structurant sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité, et auxquelles le bénéfice des mécanismes de soutien est attribué au moyen de procédures de mise en concurrence. Ces dernières constituent donc, bien plus que la procédure d'autorisation d'exploiter, le moyen de contrôle par l'Etat de la place de l'électricité renouvelable dans le mix énergétique.

³⁴⁷ Voir à ce sujet : Darson (A), *Transition énergétique et transition juridique : le développement des énergies de sources renouvelables en France*, Thèse, Université de Bordeaux, 2015, p. 70-71.

³⁴⁸ *Ibid.*, p. 72.

2) Une tendance tempérée par une certaine déconcentration

413. Parallèlement au renforcement de la place des PPE dans la planification du développement de la production d'électricité renouvelable, la LTECV a aussi mis en place une certaine déconcentration de cette planification par l'Etat. Si le législateur a refusé toute déconcentration obligatoire dans la PPE nationale, il a en revanche adopté un régime juridique spécifique à la planification dans les ZNI. Il a enfin poussé cette logique plus loin pour deux départements, en y renouvelant la décentralisation de compétences particulières dans le domaine de l'énergie.

414. L'option d'une décentralisation obligatoire de la planification nationale dans le domaine de l'énergie a été rejetée par le législateur, même si la possibilité d'une telle pratique a été maintenue. En effet, concernant le troisième volet de la PPE nationale, l'article L.141-3 du code de l'énergie dispose que ses objectifs quantitatifs « *sont exprimés par filière industrielle et peuvent l'être par zone géographique* », en tenant compte des ressources identifiées dans les SRCAE. Une telle possibilité pourrait en effet avoir un intérêt notamment pour certaines filières dont le potentiel est localisé, comme la biomasse ou l'éolien offshore³⁴⁹.

415. Ce choix de ne pas « régionaliser » la PPE en lui imposant de respecter les planifications régionales a deux fondements³⁵⁰. Le premier est qu'une PPE nationale qui ne serait que l'addition de planifications régionales porterait le risque de juxtaposer des objectifs régionaux sans cohérence globale. Le second est que les SRCAE « *visent parfois des objectifs très ambitieux à des horizons plus lointains que la programmation sur cinq ans et leur addition pourrait conduire, si elle était contraignante pour la PPE nationale, à une explosion du coût des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables* ». L'option retenue par le législateur a donc été de ne pas aligner la PPE sur les planifications régionales, mais au contraire de faire décliner les objectifs de la PPE nationale par les SRCAE, tout en laissant une liberté de manœuvre aux régions, qui peuvent se fixer des objectifs plus ambitieux ou complémentaires³⁵¹. Le système défini par la loi vise ainsi un fonctionnement dans les deux sens. D'une part les régions doivent s'appuyer sur la PPE nationale pour définir leur stratégie, et en retour les SRCAE peuvent aider à définir les objectifs de certaines filières localisées.

416. En revanche, la LTECV met en place un régime juridique spécifique à la planification dans les ZNI.

³⁴⁹ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du jeudi 19 février 2015, p. 2084

³⁵⁰ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 550.

³⁵¹ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du jeudi 19 février 2015, p. 2084.

417. S'appuyant sur les propositions du rapport d'information n° 2225 sur l'adaptation du droit de l'énergie aux outre-mer³⁵², l'article 203 de la LTECV définit les objectifs particuliers de la politique énergétique en outre-mer et dans l'ensemble des ZNI.

418. Cet article dispose dans une première partie, de nature programmatique³⁵³, que « *l'Etat, les collectivités territoriales et les entreprises prennent en compte les spécificités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, notamment l'importance des économies d'énergie et du développement des énergies renouvelables, afin de contribuer à l'approvisionnement en électricité de toutes les populations, à sa sécurité, à la compétitivité des entreprises, au pouvoir d'achat des consommateurs et à l'atteinte des objectifs énergétiques de la France* ».

419. Cet article institue ensuite des programmations pluriannuelles de l'énergie spécifiques à certains territoires non interconnectés. Il s'agit d'un net renforcement de la prise en compte des spécificités de ces territoires, dans la mesure où l'article 141-1 du code de l'énergie dans sa rédaction antérieure disposait seulement que la PPI en « *tenait compte* ». L'article L.141-5 du code de l'énergie dispose ainsi que « *la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles Wallis et Futuna font chacun l'objet d'une programmation pluriannuelle de l'énergie distincte (...)* ». La Polynésie française a été exclue de cette disposition, conformément à la loi organique du 27 février 2004 relative à son statut d'autonomie, qui attribue à ce territoire la compétence en matière énergétique³⁵⁴. Les autres ZNI, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale. Cette exception, qui vise les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et l'île anglo-normande de Chausey, se justifie par le fait que l'élaboration d'une PPE spécifique est une procédure lourde, inadaptée aux petits territoires³⁵⁵.

420. En raison des spécificités des ZNI, les PPE visées par l'article L.141-5 du code de l'énergie sont dotées d'une structure particulière, qui vise à adapter le développement des énergies renouvelables aux spécificités de ces territoires.

421. Aux termes de cet article, ces PPE comprennent cinq volets spécifiques, qui renvoient aux problématiques particulières à ces territoires. Ces volets sont relatifs « à la sécurité d'approvisionnement en carburants et à la baisse de la consommation d'énergie

³⁵² Rapport d'information n° 2225 sur l'adaptation du droit de l'énergie aux outre-mer, 17 septembre 2014.

³⁵³ Etude d'impact du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 268.

³⁵⁴ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7154.

³⁵⁵ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 237e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4915.

primaire fossile dans le secteur des transports », « à la sécurité d'approvisionnement en électricité », « à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'électricité », « au soutien des énergies renouvelables et de récupération mettant en œuvre une énergie stable » et « au développement équilibré des énergies renouvelables mettant en œuvre une énergie fatale à caractère aléatoire, des réseaux, de l'effacement de consommation, du stockage et du pilotage de la demande d'électricité ». Plus précisément, ils ont vocation « à mettre l'accent sur le développement des énergies renouvelables stables », notamment la géothermie et la biomasse, le législateur considérant que ces technologies « constituent la meilleure alternative actuelle aux combustibles fossiles pour la production d'électricité »³⁵⁶.

422. La biomasse en particulier est une source d'énergie présente dans chacun de ces territoires, donc ayant un grand potentiel, mais qui fait face à la difficulté d'identifier les ressources valorisables et de construire une filière industrielle, ce qui légitime la mise en place d'un plan de développement spécifique pour mobiliser les acteurs locaux. L'article L.141-5 du code de l'énergie prévoit donc que le quatrième volet doit inclure un « plan de développement » de cette ressource.

423. Dans la même logique, l'article 215 de la LTECV prévoit l'élaboration d'une « stratégie nationale de développement de la filière géothermie dans les départements d'outre-mer ». Le législateur a en effet estimé que le potentiel de développement de cette technologie est important en outre-mer, notamment en Guadeloupe et à la Martinique, et serait de nature à fournir une partie significative des besoins en électricité de ces territoires³⁵⁷. Le même article prévoit, dans une vision à plus long terme faute de potentialité d'exploitation immédiate³⁵⁸, l'élaboration d'une « stratégie nationale de développement de la recherche sur la géothermie en Polynésie française » et d'une « stratégie de développement de la filière énergie thermique des mers » dans les départements d'outre-mer et en Polynésie française.

424. Enfin, le cinquième volet vise à développer la flexibilité du réseau dans les ZNI, au moyen de l'essor des moyens de stockage et de l'effacement, afin de rendre possible le développement des énergies fatales au-delà du seuil de déconnexion actuel, fixé à 30 % d'électricité renouvelable dans les réseaux.

425. Le mode d'élaboration des PPE spécifiques aux ZNI présente également certaines particularités. Chaque PPE est élaborée conjointement par le président de la collectivité et le représentant de l'Etat dans la région, puis est soumise à l'approbation de

³⁵⁶ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 739.

³⁵⁷ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du jeudi 19 février 2015, p. 2177.

³⁵⁸ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 237e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4916.

l'organe délibérant de la collectivité après consultation du public. La PPE est ensuite promulguée par décret.

426. Les différentes PPE des ZNI ont été ainsi publiées entre 2015 et 2017. La PPE pour la Corse a été promulguée par le décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015, celle de la Guyane par le décret n° 2017-457 du 30 mars 2017, celle de la Réunion par le décret n° 2017-530 du 12 avril 2017, celle de la Guadeloupe par le décret n° 2017-570 du 19 avril 2017, et celle de Mayotte par le décret n° 2017-577 du 19 avril 2017.

De manière symétrique à la procédure applicable à la PPE nationale, les PPE spécifiques aux ZNI peuvent faire l'objet de révisions simplifiées, qui n'en modifient pas l'économie générale, à l'initiative du Gouvernement ou du président de la collectivité.

427. Cette régionalisation partielle de la programmation vise à donner aux pouvoirs locaux dans les ZNI « *un véritable pouvoir dans l'élaboration de la politique énergétique* »³⁵⁹, afin de garantir que les dispositifs mis en place soient adaptés à ces territoires. Cependant, l'attribution de ce rôle aux pouvoirs locaux est destinée à rester limitée aux ZNI. En effet, elle n'est rendue possible que par l'insularité des territoires en cause, qui implique que ceux-ci sont les seuls à subir les effets de leurs décisions, tandis que les régions de métropole sont dépendantes les unes des autres.

428. Enfin, la LTECV a renouvelé les compétences particulières dans le domaine de l'énergie des départements de Guadeloupe et de Martinique, à la suite de deux précédentes habilitations accordées respectivement par la loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer et la loi n° 2011-884 du 27 juillet 2011 relative aux collectivités territoriales de Guyane et de Martinique, qui étaient arrivées à échéance le 26 juillet 2013.

429. En effet, depuis la révision constitutionnelle du 28 mars 2003, en application du troisième alinéa de l'article 73 de la Constitution, le législateur a la faculté d'habiliter les départements et régions d'outre-mer à adapter eux-mêmes les lois et règlements sur leurs territoires, dans un nombre limité de matières relevant du domaine de la loi ou du règlement, à l'exception des matières listées par le quatrième alinéa de l'article 73. Le domaine de l'énergie, non compris dans ce quatrième alinéa, fait ainsi partie des domaines pouvant être couverts par une habilitation au titre du troisième alinéa.

430. Aux termes de la loi organique n° 2011-883 du 27 juillet 2011 relative aux collectivités régies par l'article 73 de la Constitution, les habilitations dans le domaine de l'énergie sont accordées sur demande des collectivités. L'habilitation est accordée par la loi lorsque la demande porte sur l'adaptation d'une disposition législative, et vaut également

³⁵⁹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 739.

habilitation à prendre les dispositions réglementaires d'application. Elle est accordée par décret en Conseil d'Etat lorsque la demande porte sur l'adaptation d'une disposition réglementaire. Les conditions de demande d'habilitation sont déterminées par les articles L.O. 4435-9 à L.O. 4435-12 du code général des collectivités territoriales pour la Guadeloupe et par les articles L.O. 7312-1 à L.O. 7312-3 pour la Martinique. Suivant ces dispositions, la demande d'habilitation doit être adoptée par délibération motivée du Conseil régional, prise à la majorité absolue de ses membres, et doit préciser les spécificités et contraintes locales justifiant la demande d'habilitation ainsi que la finalité des mesures envisagées.

431. Dans ce cadre juridique, l'article 205 de la LTECV habilite le conseil régional de la Guadeloupe, jusqu'à son prochain renouvellement général, « à prendre des dispositions spécifiques à la Guadeloupe en matière de planification énergétique, de maîtrise de la demande d'énergie, y compris en matière de réglementation thermique pour la construction de bâtiments, et de développement des énergies renouvelables, dans les limites prévues dans sa délibération du 14 juin 2013 (...) ». Le même article habilite également le conseil régional de la Martinique, jusqu'à la fin du mandat en cours de ses membres, « à prendre des dispositions spécifiques à la Martinique en matière d'énergie, notamment de maîtrise de la demande d'énergie et d'énergies renouvelables, dans les limites prévues dans sa délibération n° 13-752-6 du 17 mai 2013 (...) ». Aux termes de ces deux habilitations, les conseils régionaux de la Guadeloupe et de la Martinique doivent seulement transmettre au ministre chargé de l'énergie les dispositions qu'ils comptent mettre en œuvre au titre de cette habilitation, ainsi que l'évaluation de leurs impacts sur les charges imputables aux missions de service public. La CRE peut en outre rendre un avis, dans un délai de trois mois.

432. Le périmètre couvert par ces habilitations est limité au secteur de la production d'énergie et de la maîtrise de la demande énergétique, en dépit d'une volonté initiale du législateur d'étendre ce champ à toutes les questions qui concernent la « croissance verte », y compris les questions économiques et sociales, afin de permettre une certaine transversalité dans l'action publique³⁶⁰. En effet, une telle extension était jugée opportune en termes d'efficacité des politiques publiques, en considérant que « la portée de l'habilitation n'est plus assez large désormais pour faire face aux enjeux que représente le nécessaire changement du modèle énergétique »³⁶¹. Elle se serait de plus située dans le droit fil de l'article premier de la loi « Grenelle I », qui dispose dans son troisième alinéa que « les politiques publiques doivent promouvoir un développement durable. À cet effet, elles concilient la protection et la mise en valeur de l'environnement, le développement économique et le progrès social ». Enfin, le périmètre envisagé ne rencontrait pas d'obstacle constitutionnel dans son principe, puisque l'article 73-3 de la Constitution n'impose pas que les habilitations non exclues par son quatrième alinéa portent sur un champ limité.

³⁶⁰ *Ibid.*, p. 751.

³⁶¹ Rapport d'information n° 2197 fait au nom de la délégation aux outre-mer sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 29.

Cette option a cependant été rejetée, en considérant qu'une telle extension, décidée par le législateur, serait contraire à la disposition de l'article 73 de la Constitution qui prévoit que les habilitations doivent être accordées « à la demande de la collectivité concernée », ce qui n'était en l'occurrence pas le cas³⁶².

³⁶² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 752.

Conclusion du chapitre II

433. Les dispositions de la LTECV relatives aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables sont le résultat de la confrontation de plusieurs principes directeurs, issus pour les uns de l'interprétation faite par la Commission du droit primaire de l'Union européenne, et pour les autres de la volonté du Gouvernement de défendre certains intérêts nationaux. L'économie générale de ces dispositions montre une différence essentielle dans la manière dont le législateur a appréhendé ces deux ensembles de principes, selon l'aspect de la réforme du régime des mécanismes de soutien affecté.

434. En effet, relativement à la question du fonctionnement interne des mécanismes de soutien, l'objectif du Gouvernement d'aboutir à des mécanismes de soutien plus efficaces économiquement rencontrait, au niveau des moyens à mettre en œuvre, l'objectif de la Commission de diminuer l'impact des mécanismes de soutien sur le fonctionnement du marché de l'électricité. Cette relation de compatibilité entre ces deux objectifs a donc permis au législateur de déterminer dans les dispositions de la loi un équilibre entre les principes qui en dérivent, à savoir les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché et de garantie de la rentabilité des investissements. De même, il a pu donner par les dispositions programmatiques de la loi un fondement politique à cet équilibre.

435. En revanche, sur la question du mode d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien, l'objectif du Gouvernement de maintenir, voire de renforcer, la compétence planificatrice de l'Etat en matière de développement des filières de production d'énergie renouvelable s'opposait inévitablement à une partie de l'objectif de la Commission de développer la concurrence, notamment entre les technologies de production d'énergie renouvelable. Compte tenu de cette relation de contradiction partielle entre ces deux objectifs, et tirant parti du peu de modifications législatives nécessaires à la réforme de cet aspect du régime des mécanismes de soutien, le législateur n'a pas établi dans la loi elle-même d'équilibre entre eux. Au contraire, la LTECV n'intègre, ni dans ses dispositions normatives, ni même dans ses dispositions programmatiques, les principes concurrentiels imposés par la Commission, renvoyant au pouvoir réglementaire le soin de les concilier avec ceux qu'elle a établis. Sur cet aspect de la réforme, cette loi apparaît ainsi comme un instrument davantage politique que juridique, utilisé par le législateur pour réaffirmer le rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique. Ainsi, celui-ci y développe au niveau de ses dispositions à valeur politique une rhétorique rappelant l'importance de ce principe. De même, il renforce par ses dispositions normatives les instruments à la disposition de l'Etat dans la maîtrise du développement des énergies renouvelables.

CONCLUSION DU TITRE I

436. L'analyse de l'économie des régimes successifs des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables révèle un processus de complexification de leurs « principes directeurs », du fait de l'augmentation du nombre d'objectifs poursuivis et des contradictions croissantes qui existent entre certains de ces objectifs.

437. En effet, le régime mis en place par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité était structuré par deux principes directeurs. Le premier, issu du droit dérivé communautaire, était la recherche d'un cadre économique stable et prévisible. L'autre, imposé par le législateur national, était le maintien du rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique. L'équilibre et la longévité de ce premier régime juridique ont tenu à l'absence de contradiction entre ces deux principes directeurs. Une certaine cohérence a en effet été assurée, tant au niveau strictement juridique qu'au niveau politique, par le caractère de compromis des directives communautaires applicables en ce domaine. Ainsi, le droit dérivé communautaire, tout en imposant aux Etats membres un certain nombre d'objectifs quantitatifs en termes de développement de la production d'électricité renouvelable, mettait en même temps en place les instruments juridiques permettant aux autorités nationales de conserver la maîtrise de l'évolution de leurs systèmes énergétiques.

438. Le régime juridique mis en place par la LTECV est en revanche caractérisé par une augmentation du nombre de ses principes directeurs et par l'apparition de contradictions entre eux, conséquence de l'origine des principes issus du droit de l'Union européenne. En effet, les règles issues des Lignes directrices en matière d'aide d'Etat dans les domaines de l'environnement et de l'énergie ne résultent pas d'un compromis institutionnel, mais reflètent les orientations adoptées par la seule Commission, conformément aux compétences qui lui sont attribuées par l'article 108 TFUE. Dans ce contexte, la nécessité d'appliquer ces dispositions en droit interne, conjuguée à la volonté du législateur de réaffirmer un certain nombre de principes directeurs correspondant à des intérêts nationaux, notamment le rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique, a conduit à l'adoption d'un cadre légal qui se fait parfois davantage rhétorique que normatif, et renvoie sur de nombreux aspects au pouvoir réglementaire le soin d'aboutir à un équilibre entre les principes directeurs issus du droit de l'Union européenne et ceux issus du droit interne.

TITRE II : UNE DIFFICILE CONCILIATION DANS LA MISE EN OEUVRE

439. La LTECV a été le résultat de deux processus concomitants mais autonomes, celui de la « transition écologique » menée en France à partir de 2012, et celui de la réforme de la politique de la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat, menée également à partir de 2012. En conséquence, le législateur national a été soumis à des injonctions d'origine européenne comme nationale, visant à réformer le régime juridique des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable selon différents principes directeurs, issus de ces deux processus et entretenant entre eux des relations complexes de compatibilité comme de contradiction.

440. Dans ce contexte, afin de parvenir sur le plan politique à réaffirmer le rôle central et directeur de l'Etat dans la conduite du développement du mix énergétique, le législateur a été amené à donner une place différente aux dispositions de la LTECV dans la détermination de l'évolution des deux volets du régime de soutien à la production d'électricité renouvelable.

441. Relativement au premier volet, portant sur le fonctionnement interne des mécanismes de soutien, les dispositions de la LTECV jouent un rôle central sur le plan normatif. La loi intègre en effet les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché, imposés par la Commission, et le principe de garantie de la rentabilité des investissements, défendu par le Gouvernement, et établit dans le droit interne un équilibre entre eux. L'actualisation de la réalité de cet équilibre s'est ensuite faite progressivement au fil de l'adoption des dispositions légales et réglementaires prévues par le législateur afin de structurer les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable (chapitre I).

442. Relativement au second volet, portant sur les modes d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, les dispositions de la LTECV jouent un rôle beaucoup plus faible sur le plan normatif. Cette situation est due en partie à la nature réglementaire des modifications nécessaires sur ces questions, mais aussi, et surtout, à l'absence d'équilibre réalisé par le législateur entre les principes de mise en concurrence et celui de maîtrise par l'Etat du développement de la production d'électricité renouvelable, faute d'avoir intégré les premiers dans les dispositions de la loi. Dans ce contexte, les principes de concurrence entre les producteurs et entre les filières de production étant imposés par ailleurs par l'interprétation que fait la Commission du droit primaire de l'Union européenne, cet équilibre a été réalisé par le pouvoir réglementaire et l'autorité administrative, dans les dispositions de mise en œuvre de la loi (chapitre II).

Chapitre I : Une réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien conciliant les différents objectifs poursuivis

443. La LTECV a instauré un équilibre entre le principe d'intégration de la production d'électricité renouvelable dans le marché de l'électricité, imposé par la Commission européenne, et les principes défendus par le Gouvernement visant à préserver certains intérêts nationaux. Les différents principes ainsi mis en place, de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché et de garantie de la rentabilité des investissements, organisent le fonctionnement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

444. Dans ce contexte d'équilibre et de compatibilité entre ces trois principes, la mise en œuvre de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a essentiellement consisté pour le pouvoir réglementaire à décliner les grandes orientations fixées par le législateur. Si cette mise en œuvre a dû tenir compte des contraintes juridiques, économiques et techniques, parfois nouvelles ou non perçues par le législateur, le fonctionnement des mécanismes de soutien tel qu'il est aujourd'hui en place correspond pour l'essentiel aux perspectives tracées dans la LTECV.

445. Le fonctionnement de ces mécanismes de soutien est ainsi tout d'abord marqué par la mise en place du complément de rémunération, qui correspond à une volonté de renforcer l'intégration de l'électricité renouvelable produite dans le marché de l'énergie. Sa mise en place s'est cependant accompagnée de l'adoption d'un certain nombre de dispositions visant à équilibrer cette finalité première par des mécanismes permettant de garantir la rentabilité des investissements (Section I).

446. Par ailleurs, le fonctionnement de ces mécanismes de soutien est également caractérisé par un ensemble important de dispositions visant à garantir un niveau raisonnable de rémunération aux producteurs et à donner aux pouvoirs publics les moyens de maîtriser le développement de la production d'électricité renouvelable. Un certain nombre de dispositions organisant la mise en place des mécanismes de soutien et leur usage visent ainsi à traduire sur le plan réglementaire l'équilibre recherché par le législateur entre les principes directeurs de la LTECV (Section II).

Section I : Une intégration renforcée de l'électricité renouvelable sur le marché

447. La première dimension de la mise en œuvre de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable est l'instauration dans le code de l'énergie du mécanisme du complément de rémunération lui-même, à côté du mécanisme déjà existant de l'obligation d'achat.

448. Dans son principe même, la mise en place du complément de rémunération est une application majeure du principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, issu des LDAEE 2014. Toutefois, dans les modalités de sa mise en place, le pouvoir réglementaire a veillé à équilibrer ce principe par celui, d'origine nationale, de garantie de la rentabilité des installations. La recherche de cet équilibre traverse ainsi tous les termes de la formule adoptée par voie réglementaire, à la suite d'une longue phase de consultation des acteurs concernés par ce système de soutien (I).

449. À côté de la recherche de cet équilibre, le processus de mise en place du complément de rémunération a été marqué par une question épineuse portant sur la manière de prendre en compte la valorisation des garanties d'origine, instrument imposé par le droit de l'Union européenne et que le législateur prévoyait d'intégrer dans la formule du complément de rémunération. Le long débat auquel a donné lieu cette question et la solution originale qui a été adoptée sont révélateurs de la complexité de cet équilibre, conséquence du fait que des finalités différentes sont assignées à un même mécanisme de soutien (II).

I/ Un complément de rémunération équilibrant les différents objectifs poursuivis

450. Le législateur a défini à l'article 104 de la LTECV les objectifs et principes de fonctionnement du complément de rémunération, en cohérence avec les principes directeurs de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché et de garantie de la rentabilité des investissements. Il n'a toutefois pas fixé directement les paramètres de cette procédure, et a renvoyé, à l'article L.314-27 du code de l'énergie, au pouvoir réglementaire le soin de les déterminer par décret en Conseil d'Etat, pris après avis de la CRE.

451. Les principes de fonctionnement fixés par le législateur sont succincts. L'article L.314-19 du code de l'énergie indique ainsi que les conditions de rémunération des installations bénéficiant du complément de rémunération doivent tenir compte des « *conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées* ». L'article L.314-20 du même code encadre la marge de manœuvre du pouvoir réglementaire en énumérant cinq éléments, non exhaustifs, qui doivent être pris en compte pour établir ces conditions du complément de rémunération.

452. En revanche, les objectifs du complément de rémunération ont été clairement développés par l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. Suivant celle-ci, la mise en place du complément de rémunération vise d'une part à favoriser l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'énergie, et d'autre part à limiter les périodes de prix négatifs sur le marché en remédiant aux problèmes créés par l'absence d'exposition des bénéficiaires des tarifs d'achat à l'équilibre offre – demande. Enfin le principe plus général de garantie de la rentabilité des investissements vient équilibrer ces objectifs spécifiques à ce mécanisme de soutien³⁶³.

453. La construction de la formule du complément de rémunération transpose au plan réglementaire ces principes définis au niveau législatif, et vise ainsi un équilibre entre l'objectif de garantir une « rémunération raisonnable » stable et prévisible et l'objectif d'intégration progressive des producteurs au marché de l'électricité. Cette formule décline cet équilibre différemment dans le terme de la « prime à l'énergie » (A) et dans ceux de la « valorisation des garanties de capacité » et de la « prime de gestion » (B).

A/ Un mécanisme de soutien intégrant les installations soutenues au marché de l'électricité

454. Le texte de l'article 104 de la LTECV n'a pas tranché la question du caractère fixe et « ex ante » ou variable et « ex post » du dispositif de prime, afin de laisser une marge de manœuvre importante au pouvoir réglementaire, plus à même d'entrer dans le détail de la mise en œuvre pratique du complément de rémunération. Les débats parlementaires ont cependant apporté des éclairages sur l'esprit dans lequel ces dispositions ont été proposées et adoptées. Le Gouvernement a ainsi indiqué qu'il considérait le dispositif ex post comme le plus pertinent³⁶⁴, et à cet égard s'est engagé « à ce que l'essentiel des soutiens soit mis en place selon le principe d'une prime variable »³⁶⁵, tout en laissant ouverte la possibilité de mettre en place des primes ex ante pour les filières non matures.

455. Les conditions du complément de rémunération ont été fixées par le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération. Ce décret est le résultat d'une longue consultation des acteurs économiques concernés par cette réforme, menée par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) à partir du mois de février 2015, c'est-à-dire au moment où le projet de loi relatif à la transition énergétique pour

³⁶³ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 120.

³⁶⁴ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 458.

³⁶⁵ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1855.

la croissance verte était en discussion en première lecture au Sénat. La formule initialement proposée par la DGEC a ainsi fait l'objet de nombreuses remarques et contre-propositions, visant notamment à « *réduire la complexité de ce calcul et le nombre de ses aléas* »³⁶⁶.

456. La formule de calcul du complément de rémunération, publiée à l'article 3 du décret n° 2016-682 du 27 mai 2016, est formalisée ainsi :

$$457. \quad CR = \sum_{i=1}^n E_i \cdot (\alpha T_e - M_{0i}) - (Nb_{capa} \cdot p_{ref\ capa}) + \sum_{i=1}^n E_i \cdot P_{gestion}$$

458. Suivant cette formule, le complément de rémunération est constitué de trois termes, la « prime à l'énergie », à laquelle est soustrait le montant de la valorisation des garanties de capacité et ajouté le montant de la prime de gestion.

459. La prime à l'énergie est calculée comme la production nette d'électricité E sur un pas de temps « i », exprimé en MWh et défini par arrêté, multipliée par le tarif de référence exprimé en €/MWh « Te », lequel est pondéré par un coefficient « α ». Il est ensuite déduit de ce tarif de référence le prix de marché de référence, représentatif de la valorisation de l'électricité produite sur le marché de l'électricité, exprimé en €/MWh sur le pas de temps considéré, « M_{0i} ».

460. Le montant de la valorisation des garanties de capacité est calculé comme le nombre normatif de garanties de capacité de l'installation pour une année de livraison, en MW, « Nb_{capa} », multiplié par le prix de référence représentatif du prix de la garantie de capacité échangée pour l'année de livraison considérée « Pref_{capa} », exprimé en €/MW.

461. La prime de gestion est calculée comme la production nette d'électricité sur le pas de temps i considéré, multipliée par la prime unitaire de gestion « P_{gestion} », exprimée en €/MWh.

462. Cette formalisation est le résultat d'importantes discussions avec les acteurs économiques concernés autour de deux enjeux. Le premier vise à éviter les sur-rémunérations sans affecter l'efficacité des installations (1). Le second vise à intégrer progressivement les installations de production d'électricité renouvelable au marché de l'énergie, en sensibilisant les producteurs aux mouvements du marché et en favorisant la concurrence entre eux (2).

1) La recherche d'un équilibre entre l'objectif d'éviter les sur-rémunérations et la recherche d'efficacité des installations de production

³⁶⁶ Fourmon (A), « L'évolution des mécanismes de soutien applicables aux énergies renouvelables pour la transition énergétique : 1^{ers} commentaires sur la notion de complément de rémunération », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 8-9, août 2015, étude 15.

463. Le premier terme de la formule du complément de rémunération, la prime à l'énergie, a été formalisé de manière à garantir une « rémunération raisonnable » des producteurs, afin d'éviter les sur-rémunérations (a), tout en ne décourageant pas le recours à des installations performantes ni en incitant à surdimensionner artificiellement les installations (b).

a) La difficulté de prendre en compte le caractère « performant » des installations de production d'énergie renouvelable non commandables

464. La consultation du projet de décret a fait apparaître la difficulté à présumer du caractère « performant » ou non d'une installation au sens de l'article 104 de la LTECV.

465. La solution initialement proposée consistait à calculer la prime à l'énergie soit en fonction d'une production de référence définie par filière « N », soit en fonction de la production réelle de l'installation si elle lui est inférieure « N_0 », multipliée par un tarif de référence³⁶⁷. Le versement du complément de rémunération devait être supprimé au-delà de la production de référence ainsi définie. Ce mécanisme devait donc fixer un niveau maximum de soutien, évitant les sur-rémunérations, tout en permettant au producteur de maximiser sa rémunération en valorisant mieux que la moyenne sa production sur le marché ou en valorisant une production plus importante que la moyenne de sa filière³⁶⁸.

466. Il est apparu au cours de la consultation que cette architecture reposait sur une approche erronée des facteurs de rentabilité des installations de production d'énergie renouvelable, et était donc de nature à entraîner un certain nombre d'effets néfastes³⁶⁹.

467. En effet, établir un lien entre un nombre d'heures de production « équivalent pleine puissance » et une rentabilité d'une installation est inadapté au secteur des énergies renouvelables, notamment concernant les filières non commandables. En effet, leur production dépend non seulement du nombre d'heures de fonctionnement, mais aussi de la puissance du productible et des caractéristiques de l'installation. Cette architecture risquait donc de créer des « effets de seuil », de natures différentes entre les filières commandables et non commandables.

468. Dans les filières non commandables, l'effet de seuil consiste à orienter les choix d'investissement vers des installations de forte puissance et à faible facteur de

³⁶⁷ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 25 février 2015.

³⁶⁸ *Ibid.*

³⁶⁹ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

charge³⁷⁰, donc surdimensionnées, leur permettant de concentrer une production maximale sous le nombre d'heures de production de référence défini par filière, mais de façon contraire à la recherche de l'efficacité dans le dimensionnement des installations. Notamment, dans la filière éolienne, le nombre d'heures « équivalent pleine puissance » découle d'une relation entre la puissance de la génératrice et le niveau d'énergie captée par l'éolienne, elle-même fonction de la surface balayée par le rotor. Plus la taille du rotor est grande, plus une éolienne génère un nombre d'heures « équivalent pleine puissance » élevé pour une puissance nominale équivalente, mais moyennant un surcoût d'investissement initial. De même, plus la puissance de la génératrice est faible, plus elle génère un nombre d'heures « équivalent pleine puissance » élevé avec un volume de production plus faible. Le risque était donc qu'un dispositif tarifaire centré sur le nombre d'heure de production équivalent pleine puissance influe sur le dimensionnement de la puissance nominale des installations, en poussant les exploitants à développer des installations d'une puissance nominale élevée avec un faible facteur de charge afin de ne pas dépasser le nombre d'heures de production de référence. Un tel résultat serait contradictoire avec l'objectif d'une meilleure efficacité énergétique et d'une réduction du coût de production du MWh, et impliquerait en outre pour les gestionnaires de réseau de devoir surdimensionner les infrastructures de raccordement en fonction de la puissance nominale affichée des installations.

469. Dans les filières commandables, l'effet de seuil consiste en un arrêt de la production, notamment dans la filière de la méthanisation, filière qui nécessite d'importants investissements et dont la rentabilité implique une production élevée. Si, comme cela semble être le cas, la vente d'énergie sans prime ne permet pas de couvrir les charges d'exploitation, la suppression de la prime au-delà du nombre d'heures de production de référence signifierait l'arrêt de la production, et donc une plus grande difficulté à couvrir les investissements initiaux.

470. Enfin, le projet de fixer un même nombre d'heures de production de référence par filière a été très critiqué, compte tenu de la diversité des installations et des gisements de productible au sein d'une même filière. Ainsi, dans le cas de l'hydroélectricité, une installation de retenue ou une installation au fil de l'eau ont des profils de production très différents. De même, dans la filière éolienne, la production dépend avant tout du ratio entre la surface balayée par le rotor et la puissance nominale. Dans la filière photovoltaïque, une installation au sol comportant des dispositifs de suivi de la course du soleil, dits « trackers », a également un nombre d'heures de fonctionnement « équivalent pleine puissance » supérieur à une centrale au sol comportant des structures fixes.

³⁷⁰ Le facteur de charge d'une installation de production d'énergie correspond au rapport entre l'énergie effectivement produite durant un laps de temps donné et l'énergie qu'elle aurait pu générer à sa puissance nominale pendant la même période.

b) Le recours au plafonnement pour éviter les sur-rémunérations

471. Les paramètres N et N₀ ont été remplacés par le terme E, c'est-à-dire la production nette d'électricité, tandis que certaines de leurs caractéristiques ont été internalisées dans le tarif de référence Te³⁷¹. L'article R.314-35 du code de l'énergie détaille le paramètre E, en indiquant qu'il représente « *la somme, sur les heures à cours au comptant positif ou nul sur la plate-forme de marché organisé français de l'électricité pour livraison le lendemain, des volumes d'électricité affectés par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation* ».

472. Reprenant, de manière allégée, le principe de plafonnement du terme N₀, cet article R.314-35 prévoit également que la production prise en compte pour le calcul du complément de rémunération peut être plafonnée par arrêté, potentiellement en tenant compte de la performance technologique des installations. L'application d'un tel plafonnement est en effet pertinente dans le cas des filières dont la production dépend fortement des conditions locales du site, notamment les filières éolienne et hydraulique. Étant donné que le niveau du soutien applicable à toutes les installations dépend de la production moyenne de la filière, ce plafonnement permet de limiter la sur-rentabilité des installations dont la production s'éloigne significativement de celle-ci. L'équilibre établi par cette disposition prévoit donc que le producteur ne bénéficie plus du complément de rémunération au titre de sa production dépassant un certain plafond, tout en tirant profit de sa valorisation sur le marché et en continuant à bénéficier du complément de rémunération pour sa production se situant en deçà. Cet équilibre vise ainsi à inciter les producteurs à développer leurs projets dans les zones les plus favorables, mais sans que le bénéfice de l'exploitation des meilleures ressources n'entraîne une rentabilité excessive dont le coût serait supporté par la collectivité³⁷².

473. Cette possibilité de plafonnement de la production a été largement mise en œuvre. La quasi-totalité des arrêtés tarifaires qui mettent en place le système du complément de rémunération contiennent ainsi une telle disposition. Ces plafonnements sont exprimés en nombre de MWh pouvant bénéficier du complément de rémunération en fonction de la performance technologique des installations dans les filières non commandables³⁷³, ou en

³⁷¹ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

³⁷² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L.314-18 du code de l'énergie.

³⁷³ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum.

heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance dans les filières commandables³⁷⁴. En outre, dans la filière éolienne, afin de pallier le risque de désinciter au recours aux technologiques les plus performantes, ce plafond augmente avec la taille du rotor utilisé.

2) La recherche de l'intégration des installations de production d'électricité renouvelable au marché

474. Les trois autres termes de la formule du complément de rémunération, le coefficient α , le tarif de référence T_e et le prix de marché de référence M_{0i} , ont été paramétrés de manière à intégrer les installations de production d'énergie renouvelable au marché de l'électricité.

475. Deuxième terme de la formule de la prime à l'énergie, le coefficient α recouvre deux enjeux, qui correspondent à l'équilibre recherché dans la LTECV entre garantie de la rentabilité des investissements et intégration de la production d'électricité renouvelable au marché. D'une part ce coefficient doit permettre une transition progressive vers une rémunération provenant uniquement du marché en fin de contrat. D'autre part le complément de rémunération pondéré par ce coefficient doit permettre de couvrir les coûts minimaux indispensables au maintien en fonctionnement des installations. Il s'agit notamment d'améliorer les conditions de financement des projets par une augmentation des flux de trésorerie en début de période d'exploitation, compensée par une réduction durant la durée de l'exploitation, de manière à permettre un remboursement plus rapide des capitaux empruntés³⁷⁵.

476. L'article R.314-36 du code de l'énergie dispose que « *le coefficient α est soit égal à un, soit défini de façon à ce qu'il présente une évolution sur la durée de vie du contrat comportant une dégressivité en fin de contrat* », dégressivité basée sur des périodes calendaires ou sur des volumes de production définis ex ante.

477. Le fait que la dégressivité puisse être basée sur des volumes de production définis ex ante vise à éviter que ce coefficient ne soit une source supplémentaire d'incertitude pour le financement³⁷⁶. Il pourrait en effet, s'il était fixé de façon annuelle sans considération du productible, aboutir à l'effet contraire de celui poursuivi, notamment si les premières

³⁷⁴ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement ; Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.

³⁷⁵ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 20 avril 2015.

³⁷⁶ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

années du contrat correspondaient à des années de faible production. La possibilité de fixer ce coefficient par paliers de production vise à éviter cet effet néfaste, ainsi qu'à s'adapter aux installations soumises à des périodes de rodage et de montée en puissance des équipements industriels. Cette solution nécessite de définir un profil de production de référence pour la filière, que la DGEC fixe dans les arrêtés des filières concernées³⁷⁷. En revanche, il est prévu que le coefficient α puisse être basé sur des périodes calendaires pour les installations dont la production est relativement constante d'une année sur l'autre.

478. Plusieurs autres principes ont été adoptés afin d'adapter le fonctionnement de ce coefficient aux besoins des exploitants. Ainsi, l'article R.314-36 du code de l'énergie précise que cette dégressivité ne doit pas faire obstacle à ce que le complément de rémunération couvre les coûts indispensables au maintien en fonctionnement de l'installation, notamment ses coûts d'exploitation. En outre, suivant les travaux résultants de la phase de discussion avec les acteurs concernés³⁷⁸, la dégressivité doit s'entendre comme aboutissant à un terme α égal à 1 en moyenne sur la durée du contrat. Enfin, il a été admis que la dégressivité doit être connue à l'avance et rester modérée.

479. La pertinence de ce coefficient a fait l'objet de critiques de la part de la CRE³⁷⁹, notamment en raison de la complexité supplémentaire introduite dans l'évaluation du respect du critère de rentabilité normale. Elle s'inquiétait également, compte tenu du retour d'expérience d'autres filières, du risque que les contrats de rémunération ne fassent l'objet de renégociations lorsque sera abordée, en fin de contrat, la phase de réduction importante de ce coefficient. En pratique, la mise en œuvre de ce paramètre semble priver en grande partie ces réserves d'objet, puisque le coefficient α est dans la majorité des arrêtés tarifaires égal à 1³⁸⁰. La possibilité d'une dégressivité de ce paramètre n'a été exploitée que dans la filière de la géothermie³⁸¹, pour prendre en compte le fait que ces installations sont caractérisées par une

³⁷⁷ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 20 avril 2015.

³⁷⁸ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

³⁷⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

³⁸⁰ Arrêtés du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW, et du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

³⁸¹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques.

forte intensité capitalistique ainsi que par un délai important entre la prospection et la production d'électricité³⁸².

480. Troisième terme de la formule de la prime à l'énergie, le tarif de référence T_e est relativement peu encadré par les dispositions réglementaires du code de l'énergie. Si l'article R.314-33 du code de l'énergie dispose que ce paramètre est « exprimé en €/ MWh », c'est-à-dire qu'il est fonction de la production de l'installation, aucune disposition législative ou réglementaire n'encadre strictement les éléments pouvant être pris en compte dans la fixation de ce tarif. L'article R.314-37 du même code dispose seulement que le tarif de référence est déterminé de façon normative par arrêté, est « *basé sur les coûts d'investissement et d'exploitation moyens d'une installation performante et représentative de la filière considérée* » et est « *déterminé de façon à prendre en compte l'ensemble des coûts et recettes de l'installation de référence ainsi que des aides financières ou fiscales auxquelles elle est éligible* ».

481. Le fait que le niveau de la prime soit calculé par rapport à un prix de marché de référence, et non pas par rapport au revenu réel de chaque producteur, ouvre la possibilité pour les bénéficiaires de maximiser leurs revenus en réagissant de manière adéquate aux signaux-prix de court terme sur le marché, ce qui doit permettre d'accroître le bon fonctionnement global du marché de l'énergie. Le paramètre T_e reprend ainsi l'objectif visé par le projet initial de la DGEC d'introduire avec le paramètre N_0 une concurrence sur le marché entre les producteurs bénéficiant d'un mécanisme de soutien.

482. En revanche, la notion d'« *installation performante et représentative de la filière considérée* », non précisée au niveau législatif ou réglementaire, et dont la définition est donc renvoyée à la pratique de l'autorité administrative, laisse subsister à ce niveau un flou important dans la mise en œuvre de ces dispositions.

En pratique, les définitions du paramètre T_e dans les différents arrêtés tarifaires se fondent sur différents principes. Une première catégorie d'arrêtés se fonde simplement sur le principe de la proportionnalité, en fixant un tarif de référence fonction de la production en MWh³⁸³. Une seconde catégorie ajoute à ce principe celui de la différence technologique entre les installations, en ciblant un élément spécifique de l'installation, tel le diamètre du rotor pour les éoliennes³⁸⁴, sa puissance maximale³⁸⁵, ou encore en combinant ces deux critères³⁸⁶.

³⁸² Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.46898 (2016/N), C(2016) 8605 final, point 166.

³⁸³ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques se fonde ainsi sur ce seul principe.

³⁸⁴ Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

³⁸⁵ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et

483. Le prix de marché de référence M_{0i} constitue le quatrième terme de la formule de la prime à l'énergie. L'article R.314-38 du code de l'énergie dispose qu'il est défini par arrêté pour chaque filière sur le pas de temps i , selon une des trois méthodes possibles. La première permet de le calculer comme la moyenne des prix positifs et nuls constatés sur la plate-forme de marché organisé français de l'électricité pour livraison le lendemain, éventuellement pondérée par une production représentative des installations au pas horaire. La deuxième permet de le calculer comme une moyenne de prix à terme de l'électricité sur la plate-forme de marché organisé français de l'électricité. La troisième méthode correspond à une combinaison des deux premières méthodes. Ce terme comprend ainsi deux éléments structurants, d'une part la méthode de calcul retenue, et d'autre part le pas de temps choisi.

484. La mise en place de trois méthodes possibles de calcul du prix de marché de référence vise à prendre en compte les spécificités des filières de production commandable et des filières de production non commandable. En effet, la CRE préconise de calculer le prix de marché de référence en fonction des prix de marché à terme pour les filières commandables. En revanche, elle admet que la pondération de la moyenne des prix positifs et nuls par une production représentative des installations au pas horaire permet de compenser l'incertitude de production au-delà d'un horizon de temps limité qui pèse sur les filières non commandables³⁸⁷.

485. En pratique, la méthode de calcul du terme M_0 comme la moyenne des prix positifs et nuls constatés sur la plate-forme de marché organisé français de l'électricité pour livraison le lendemain a été retenue pour l'ensemble des filières. Le choix du « marché day-ahead » comme marché de référence qui a été ainsi fait part du principe qu'en fin de journée J-1 les producteurs établissent leurs programmes de production sur la base de leurs prévisions de production, qu'ils doivent notifier à leurs gestionnaires du réseau, et qu'ils sont donc incités à vendre sur la base de ces prévisions la quasi-totalité des volumes d'électricité produits. En revanche, le marché infra-journalier est un marché sur lequel les producteurs cherchent à s'ajuster et sur lequel la quantité d'électricité vendue correspond donc essentiellement à la différence entre les prévisions de la veille et les nouvelles prévisions faites au plus près de la production³⁸⁸.

de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW.

³⁸⁶ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

³⁸⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

³⁸⁸ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.43780 (2015/N), C(2016) 8498 final, point 48.

L'application de cette méthode diffère en revanche entre les filières non commandables, pour lesquelles est appliquée une pondération par une production représentative des installations au pas horaire, et les filières fonctionnant en base, pour lesquelles une telle pondération est exclue³⁸⁹.

486. Toutefois, il est à souligner que le calcul du terme M_0 ne prend pas en compte les périodes de prix négatifs. Cette caractéristique a été critiquée comme pénalisant collectivement les producteurs, alors que ceux-ci sont déjà par ailleurs incités individuellement à ne pas produire durant ces périodes. Cette méthode de calcul serait en outre contraire à l'objectif d'exposition des producteurs au marché, puisque l'exclusion des prix négatifs du calcul du prix de référence M_0 équivaut à l'exclusion d'un aléa du marché³⁹⁰.

487. Second élément structurant du prix de marché de référence M_{0i} , la fixation du pas de temps i a été renvoyée aux arrêtés tarifaires. L'article R.314-33 du code de l'énergie précise seulement qu'il peut être annuel, plurimensuel ou mensuel.

488. Comme le souligne la CRE, le pas de temps retenu est un paramètre extrêmement important au regard de l'objectif d'incitation des producteurs à réagir aux signaux-prix pour ajuster leur production aux besoins du système électrique. Cette incitation est en effet d'autant plus forte que le pas de temps considéré est long. Pour la CRE, un pas de temps annuel serait ainsi nécessaire pour refléter les variations saisonnières du marché. Inversement, un complément de rémunération au pas de temps horaire serait très proche d'un tarif d'achat³⁹¹.

489. En pratique, le pas de temps i sur lequel est calculé le prix de marché de référence est mensuel pour la seule filière éolienne, ce qui vise à prendre en compte son caractère non commandable. En revanche, afin de tenir compte des variations infra-annuelles des prix de marché, c'est-à-dire de la variabilité journalière, hebdomadaire et saisonnière des prix, et pour inciter à une optimisation de la production, le pas de temps est annuel pour la filière biogaz, la filière de la géothermie et pour la filière hydroélectrique, c'est-à-dire les filières produisant en base. Pour ces dernières, le prix de marché de référence est donc calculé comme la moyenne pondérée des prix spots sur l'année. L'objectif est d'inciter les producteurs à produire aux périodes de l'année où le niveau élevé des prix reflète les besoins

³⁸⁹ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.46898 (2016/N), C(2016) 8605 final, point 68.

³⁹⁰ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

³⁹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

accrus du réseau, notamment en hiver, et à placer les maintenances aux périodes où les prix plus bas reflètent une plus grande offre sur le réseau, notamment pendant les mois d'été³⁹².

490. Si certains acteurs ont fait valoir que l'augmentation du pas de temps accroissait l'incertitude liée à l'estimation du niveau du complément de rémunération, ce qui augmenterait le besoin de trésorerie et renchérirait donc les coûts de financement des projets³⁹³, la DGECC considère que, étant donné que le terme M_0 est calculé ex-post, il doit être sur le long terme proche du prix de marché auquel la production est effectivement vendue. De cette manière le risque d'exposition aux risques de marché de long terme est théoriquement supprimé³⁹⁴.

B/ Un mécanisme de soutien équilibrant dépendance au marché de l'électricité et garantie de la rentabilité des investissements

491. Outre la prime à l'énergie, la formule du complément de rémunération comprend deux termes additionnels, la valorisation des garanties de capacité et la prime de gestion. Le peu de précisions données par les dispositions législatives sur la manière de prendre en compte ces deux variables a donné lieu à d'importants débats sur la manière de mettre en œuvre dans leur fonctionnement les différents principes poursuivis par les autorités françaises dans la réforme des mécanismes de soutien.

492. In fine, dans les dispositions réglementaires adoptées, le principe de dépendance au marché des mécanismes de soutien prévaut dans la méthode de valorisation des garanties de capacité, qui donne une incitation aux producteurs à aller sur le marché de capacité (1). En revanche, la méthode de fonctionnement de la prime de gestion vise davantage à garantir une stabilité et une prévisibilité de revenu sur la durée de vie de l'installation (2).

1) Une valorisation des garanties de capacité axée sur le principe de dépendance au marché des mécanismes de soutien

493. La valorisation des garanties de capacité³⁹⁵ est organisée par l'article R.314-40 du code de l'énergie. Cette disposition prévoit qu'elle est définie comme le produit d'un

³⁹² Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.43485 (2015/N), C(2017) 3137 final, point 43.

³⁹³ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

³⁹⁴ DGECC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 25 février 2015.

³⁹⁵ Pour un exposé du fonctionnement du mécanisme de capacité, se référer au Chapitre I du Titre II de la Partie II.

nombre de garanties de capacité de l'installation « Nbcapa », par un prix de référence « Pref capa », représentatif de la valorisation de la garantie de capacité échangée pour l'année de livraison donnée, les termes Nbcapa, et Pref capa étant définis par arrêtés.

494. Cet article tranche une question essentielle, qui est de savoir si les montants déduits de la prime à l'énergie correspondent à la quantité effectivement valorisée ou à la quantité valorisable. Le choix de la prise en compte des quantités valorisables se fonde sur deux éléments. Le premier est que la valorisation étant une obligation dans le cas du marché de capacité, les quantités valorisables et valorisées sont a priori identiques³⁹⁶. Le second est que seule cette méthode permet d'inciter les producteurs à valoriser leurs garanties sur le marché mieux que la moyenne, en fixant de manière normative les termes Nbcapa, et Pref capa. En outre, cette méthode normative est particulièrement pertinente pour les filières non commandables, qui ne peuvent prévoir avec précision la capacité pouvant être certifiée pour chaque installation. Cette option a donc été préférée au calcul du montant des capacités réellement valorisées. Si une telle méthode présentait l'avantage de supprimer tout risque pour le producteur, puisque le montant déduit aurait correspondu exactement au montant valorisé³⁹⁷, elle ne donnait aucune incitation à aller sur le marché de capacité, et donc pas d'incitation pour les filières commandables à être disponibles en période de pointe. En outre, elle aurait entraîné un lourd processus de contrôle des revenus réels par la CRE, dans lequel la valorisation effective ne serait connue que deux ans après l'année de livraison.

495. Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération renvoie aux arrêtés tarifaires la définition des modalités de prise en compte des revenus tirés de la vente des garanties de capacité par les producteurs.

496. Concernant tout d'abord le nombre de garanties de capacité de l'installation « Nbcapa », les arrêtés tarifaires mettent en œuvre deux méthodes.

497. Suivant la première, retenue pour les filières éolienne³⁹⁸ et hydroélectrique³⁹⁹, le nombre de garanties de capacité est celui résultant de la méthode de certification des règles du mécanisme de capacité appliquée à chaque installation pour une année civile.

³⁹⁶ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

³⁹⁷ Fourmon (A), « L'évolution des mécanismes de soutien applicables aux énergies renouvelables pour la transition énergétique : 1^{ers} commentaires sur la notion de complément de rémunération », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 8-9, août 2015, étude 15.

³⁹⁸ Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

³⁹⁹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

498. Suivant la seconde méthode, le nombre de garanties de capacité pris en compte résulte de l'application d'un coefficient à la puissance électrique de l'installation. Ce nombre de garanties de capacité est ainsi égal à 80 % de la puissance électrique dans les filières du biogaz⁴⁰⁰ et de la géothermie⁴⁰¹, et à 70 % de la puissance électrique dans la filière hydroélectrique pour les installations soumises au « régime générique » de certification, tel qu'il est prévu par les règles du mécanisme de capacité.

499. Concernant le prix de référence « Pref capa », deux modes possibles de mise en œuvre de l'approche fondée sur les quantités valorisables ont été développés par la DGEC⁴⁰². Suivant le premier, le prix de référence correspond à la moyenne arithmétique des enchères avant l'année de livraison. Suivant le second, il correspond à la moyenne arithmétique des « x » premières enchères. En pratique, pour toutes les filières le prix de référence est défini comme la moyenne arithmétique des prix de la capacité observés lors des sessions d'enchères organisées au cours de l'année civile précédant l'année de livraison considérée.

2) Une prime de gestion visant à garantir la stabilité et la prévisibilité de revenu

500. Dernier terme de la formule du complément de rémunération, la prime de gestion a pour objet de compenser les coûts de commercialisation de l'électricité et des garanties de capacité, ainsi que le coût des contrôles réalisés par les organismes agréés. Les coûts de commercialisation correspondent notamment aux frais d'accès aux marchés de l'électricité et de capacité ainsi qu'au coût des écarts facturés par RTE sur ces deux volets. Cette prise en compte des coûts de gestion est une nouveauté par rapport au système de l'obligation d'achat antérieur, dans lequel les frais de gestion administrative et de commercialisation de l'électricité achetée n'étaient pas compensés aux acheteurs obligés. Cette innovation se situe dans la continuité de plusieurs prises de position institutionnelles favorables à la compensation de ces coûts⁴⁰³, mais dont la mise en œuvre restait bloquée par la rédaction des dispositions des articles L.121-6 et suivants du code de l'énergie.

501. Cette prime de gestion est instituée par l'article R.314-41 du code de l'énergie, qui dispose que « *la prime unitaire de gestion est représentative des coûts supportés par le*

⁴⁰⁰ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

⁴⁰¹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques.

⁴⁰² DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

⁴⁰³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013 ; Cour des comptes, Communication, *La contribution au service public de l'électricité (CSPE)*, juin 2012.

producteur pour valoriser sa production sur les marchés de l'énergie et de capacité ». Cette disposition précise notamment que le montant de la prime unitaire de gestion est versé mensuellement, sur la base de la production mensuelle, et est fixée pour toute la durée du contrat d'une installation sans pouvoir faire l'objet d'une variation rétroactive. Cette précision est essentielle, car elle intègre dans le fonctionnement de la prime de gestion l'objectif du complément de rémunération d'apporter la garantie d'un revenu fixe sur la durée de vie de l'installation, et améliore donc les conditions de financement des projets⁴⁰⁴. Cette volonté de stabilité a également amené à écarter l'option d'une prime dégressive, défendue par la CRE qui y voyait un moyen de refléter les effets d'apprentissage et de tenir compte de l'amortissement des investissements nécessaires au développement de l'activité d'agrégation, notamment des outils de prévision de la production non commandable⁴⁰⁵.

502. La mise en œuvre de ce paramètre a soulevé deux questions, l'une portant sur l'opportunité de fixer une prime de gestion commune à l'ensemble des filières ou des primes spécifiques à chaque filière, et l'autre portant sur le niveau adéquat de la prime de gestion.

503. Relativement à la première question, la DGEC a opté pour la différenciation du niveau de la prime selon les filières, comme le prévoyait son projet initial⁴⁰⁶ et contre l'avis de la CRE⁴⁰⁷. Celle-ci préconisait au contraire de fixer une prime de gestion commune à l'ensemble des filières en vue de « neutraliser » ce facteur dans le choix des actifs par les agrégateurs, de manière à les inciter à constituer des portefeuilles d'installations les plus diversifiés possible et à limiter ainsi par foisonnement le volume global des écarts.

504. Relativement à la seconde question, la mise en œuvre de ce terme a été marquée par la vigilance de la CRE pour que le dimensionnement de la prime de gestion soit « strictement proportionné à son objet ». Afin d'évaluer cette proportionnalité, la CRE se fonde sur une mise en balance entre deux éléments. Elle considère d'une part les coûts pour les producteurs de l'équilibrage de leur production, c'est-à-dire en général le coût de la délégation de cette obligation à un responsable d'équilibre. Elle prend en compte d'autre part les profits que les agrégateurs peuvent tirer de la mise en place du complément de rémunération. En effet, premièrement, la définition normative de la valorisation sur les marchés de l'électricité et de capacité peut leur permettre de tirer des bénéfices de performances meilleures que la référence retenue dans la formule du complément de

⁴⁰⁴ Réponse de la Commission de régulation de l'énergie à la consultation de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, p.2.

⁴⁰⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

⁴⁰⁶ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

⁴⁰⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

rémunération des installations de leurs périmètres. Deuxièmement, la qualité de la prévision de la production des installations de leurs périmètres et le foisonnement des écarts au sein de ceux-ci peuvent leur permettre de limiter le coût de leurs écarts. Troisièmement, un surplus de revenu est potentiellement accessible aux agrégateurs, s'ils sont en mesure de faire participer les installations de leurs périmètres au mécanisme d'ajustement. Compte tenu de tous ces éléments, la CRE a, dans sa délibération du 9 décembre 2015, situé le montant adéquat de la prime de gestion dans une fourchette allant de 0,5 à 1 €/MWh⁴⁰⁸. Cependant, en pratique, les niveaux retenus dans les arrêtés tarifaires sont plus élevés, et varient entre 1 et 2,8 €/MWh selon les filières. Dans ses décisions, la Commission européenne a toutefois estimé que ces niveaux peuvent être considérés comme raisonnables, dans la mesure où ils ont été calculés sur base des coûts moyens d'équilibrage observés⁴⁰⁹.

II/ Une mise en œuvre de la valorisation des garanties d'origine révélatrice de la difficulté à concilier les différentes finalités poursuivies

505. La LTECV prévoyait dans sa rédaction initiale que la formule du complément de rémunération intègre un quatrième terme, celui de la valorisation des « garanties d'origine ». Cet instrument, mis en place par les directives relatives à la promotion de la production d'électricité renouvelable, a pour objet de prouver au client final l'origine renouvelable de l'électricité achetée. Si sa délivrance aux producteurs qui en font la demande est une obligation, le fonctionnement du mécanisme d'obligation d'achat, dans lequel le bénéfice de la valorisation de ces garanties est déduit du tarif d'achat, aboutissait dans les faits à la quasi-inexistence d'un marché dédié. Le législateur a donc souhaité tirer parti de la mise en place d'un second mécanisme de soutien et du fait que l'électricité produite reste la propriété du producteur qui bénéficie du complément de rémunération pour rendre possible le développement d'un tel marché.

506. Cependant, le système des garanties d'origine se distingue des autres termes de la formule du complément de rémunération par son fondement juridique et par sa finalité spécifique. Celle-ci venait donc s'ajouter à l'équilibre établi par le législateur entre les différents principes directeurs de la LTECV. En outre, le législateur n'a pas jugé opportun de préciser les modalités de prise en compte de la valorisation des garanties d'origine, ni même les objectifs précis poursuivis par l'intégration de ce paramètre dans la formule du complément de rémunération.

⁴⁰⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

⁴⁰⁹ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205, C(2017) 3127, point 79.

507. Il en a résulté une longue hésitation sur les finalités à donner à ce terme de la formule dans la mise en place du complément de rémunération, processus compliqué par la prise de conscience que le cadre de la LTECV rendait impossible la conciliation des différents objectifs envisagés (A). Cette situation a mené à la modification des termes de la loi, en vue de permettre la valorisation des garanties d'origine par l'Etat lui-même (B).

A/ L'existence d'un « triangle d'incompatibilité » entre les objectifs poursuivis dans la valorisation des garanties d'origine

508. Etant donné les termes de la LTECV, l'intégration de la valorisation des garanties d'origine dans la formule du complément de rémunération était de nature à recevoir diverses interprétations, tant au niveau des objectifs poursuivis qu'au niveau des modalités pratiques. La disposition prévoyant cette intégration a en effet été votée par le Parlement sans que son objectif ne soit clairement tranché, ni dans la loi elle-même, ni même dans les travaux préparatoires et les débats. Si, d'un côté, était mis en avant l'objectif de mettre fin à la situation de quasi-inexistence d'un marché des garanties d'origine en France, qui était une conséquence du fonctionnement de mécanisme de l'obligation d'achat, d'un autre côté l'objectif de réduire par le moyen de la valorisation des garanties d'origine le coût des mécanismes de soutien était également envisagé.

509. Or, dans la phase de mise en œuvre des dispositions de la loi, la conciliation de ces objectifs, auxquels s'est en outre ajouté celui d'assurer la traçabilité de la production d'électricité renouvelable, est rapidement apparue impossible du fait même de la rédaction de la LTECV.

510. L'incertitude laissée par la LTECV sur la finalité de la valorisation des garanties d'origine dans le cadre du complément de rémunération laissait donc la porte ouverte à diverses options (1). Il est cependant apparu, au fur à et mesure des tentatives successives de mise en place d'un régime de valorisation de ces garanties, qu'il existait dans le cadre législatif mis en place par la LTECV un « triangle d'incompatibilité » entre la poursuite simultanée des trois objectifs envisagés (2).

1) L'incertitude quant à l'objectif de la valorisation des garanties d'origine

511. Les garanties d'origine ont été introduites dans le droit communautaire par la directive 2001/77/CE, et ont été reprises par la directive 2009/28/CE qui en a harmonisé l'utilisation. L'article 5 de la directive 2001/77/CE imposait ainsi aux Etats membres de veiller à ce que des garanties d'origine soient délivrées en réponse à une demande afin de certifier l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. La

directive 2009/28/CE, qui a repris cette obligation, définit les garanties d'origine à son article 2 comme « *un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables* ». Son article 15 dispose que « *les Etats membres font en sorte que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie comme telle au sens de la présente directive, selon des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. À cette fin, les Etats membres veillent à ce qu'une garantie d'origine soit émise en réponse à une demande d'un producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables* ».

512. Un principe central des garanties d'origine est donc que son unique finalité est de prouver qu'une quantité d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables. De manière constante, le droit de l'Union européenne a donc dissocié garanties d'origine et mécanismes de soutien. Ainsi l'article 6 de la directive 2001/77/CE expliquait à son considérant 10 que « *les régimes prévus pour la garantie d'origine n'entraînent pas par nature le droit de bénéficier des mécanismes de soutien nationaux instaurés dans différents Etats membres* » et à son considérant 11 qu'« *il importe de bien distinguer les garanties d'origine des certificats verts échangeables* ». La directive 2009/28/CE explique quant à elle à son considérant 52 que « *les garanties d'origine, délivrées aux fins de la présente directive, serviraient uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables* », et rappelle la distinction « *entre les certificats verts utilisés pour les régimes d'aide et les garanties d'origine* ». Enfin, la directive précise expressément à son article 15 que « *les Etats membres peuvent prévoir qu'aucune aide n'est accordée à un producteur lorsqu'il reçoit une garantie d'origine pour la même production d'énergie à partir de sources renouvelables* ».

513. Ces dispositions ont été transposées dans l'ordre juridique interne par l'ordonnance n° 2011-1105 du 14 septembre 2011, dont les dispositions ont remplacé le mécanisme de « certificats verts » qui existait auparavant. L'article L.314-16 du code de l'énergie dispose notamment que sur le territoire national seules les garanties délivrées par l'organisme désigné par l'autorité administrative en vertu de l'article L.314-14 du même code⁴¹⁰ « *ont valeur de certification de l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables aux fins de démontrer aux clients finals la part ou la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie* ». Conformément à l'article 15 de la directive, le même article précise qu'une unique garantie d'origine est émise pour chaque MWh produit, qui ne peut être utilisée que dans les douze mois suivant la production correspondante et est annulée dès son utilisation. En application également de l'article 15 de la directive, l'article L.314-15 du code de l'énergie précise que les garanties d'origine provenant d'autres Etats membres de l'Union européenne et délivrées conformément aux dispositions de la directive 2009/28/CE sont

⁴¹⁰ L'arrêté du 19 décembre 2012 a désigné l'entreprise Powernext comme organisme chargé de la délivrance, du transfert et de l'annulation des garanties d'origine pour une période de cinq ans.

reconnues de la même manière qu'une garantie d'origine liée à une unité de production située sur le territoire national.

514. Dans ce cadre, antérieur à la LTECV, l'article L.314-14 du code de l'énergie prévoyait que l'acheteur obligé était subrogé au producteur bénéficiant du contrat d'achat dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes. Parallèlement, l'article L.121-24 de ce code disposait que la totalité de la valorisation de ces garanties d'origine par l'acheteur obligé était déduite de la compensation des charges de service public constatées pour cet acquéreur. Il en résultait une absence d'incitation à leur valorisation, avec pour conséquence qu'aucune garantie issue d'une production bénéficiant d'un mécanisme de soutien n'était valorisée⁴¹¹. Ainsi, en 2013, en France, 99 % de l'électricité d'origine renouvelable certifiée provenaient de centrales hydroélectriques, c'est-à-dire d'installations fonctionnant hors du système de l'obligation d'achat⁴¹².

515. Cette situation contrastait avec le développement important au niveau européen du marché des offres « vertes » fondées sur les garanties d'origine. Le volume de garanties d'origine effectivement utilisées par les fournisseurs au sein des 19 pays européens ayant standardisé leurs modalités de certification et d'échange des garanties d'origine au sein du système européen EECS (European Energy Certificate System) correspondait ainsi à 30% de la production renouvelable de ces Etats pour l'année 2014, avec une croissance continue. L'exemple de certains Etats montre la place importante que peuvent prendre les garanties d'origine dans le marché de l'électricité. Ainsi, 63% des clients résidentiels des Pays-Bas, et la totalité au Luxembourg, souscrivent à une « offre verte »⁴¹³.

516. L'institution du complément de rémunération a permis de reconsidérer ce système. En effet, puisque dans ce cadre l'énergie produite n'est plus achetée par EDF ou les ELD, les garanties d'origine correspondantes ne leur sont plus automatiquement transférées, ce qui a nécessité de redéfinir le régime d'usage de leur propriété et de leur bénéfice.

517. En première lecture à l'Assemblée nationale, une nouvelle composante a donc été ajoutée aux éléments composants les recettes de l'installation dans le projet de loi, imposant au pouvoir réglementaire d'ajouter « *la valorisation par les producteurs des garanties d'origine* » à la valorisation de l'électricité produite et des garanties de capacité. Le débat parlementaire a fait émerger deux problèmes principaux sur ce point, liés entre eux. Le premier portait sur l'opportunité de fixer le régime de la valorisation des garanties d'origine par la loi ou de maintenir une certaine flexibilité sur ce point en le renvoyant au pouvoir réglementaire. Le second portait sur l'opportunité de mettre en place un marché des garanties

⁴¹¹ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴¹² OFATE, Etude, *Garanties d'origine et labellisation d'électricité verte en France et en Allemagne*, septembre 2016.

⁴¹³ *Ibid.*

d'origine ou de se limiter à une simple déduction de leur valorisation du complément de rémunération versé.

518. Sur la question du véhicule juridique adéquat, la solution initialement envisagée, qui consistait à prévoir dans la loi la part du bénéfice des garanties d'origine restant au producteur et celle qui serait déduite du complément de rémunération, a été abandonnée au cours des débats. En effet, il a été considéré que, la fixation de la forme du complément de rémunération, ex ante ou ex post, étant réglementaire, inscrire une telle disposition dans la loi risquait de poser des problèmes de compatibilité en fonction de la forme qui serait ultérieurement définie. Il a donc été décidé de renvoyer également au décret organisant le complément de rémunération la précision des modalités de bénéfice des garanties d'origine, sur le modèle de qui existait déjà dans le régime des garanties d'origine appliqué au cas du biométhane⁴¹⁴. L'objectif était de conserver une certaine souplesse pour mener les concertations et mettre en place un nouveau modèle énergétique, dont tous les effets n'étaient pas connus au stade de la discussion de la loi. La mention de « *la valorisation par les producteurs des garanties d'origine* » dans la loi visait donc seulement à prévoir que la valorisation sur le marché des garanties d'origine serait comprise dans le calcul du complément de rémunération pour les producteurs sans en clarifier la répartition.

519. Cette première question était en partie liée à la seconde, car l'un des objectifs des partisans de la solution de la disposition légale était d'éviter que la simple mention des garanties d'origine ne conduise à un dispositif identique à celui qui existait déjà dans le cadre de l'obligation d'achat. En effet, deux solutions ont été envisagées lors de la discussion de la loi.

520. La première solution, à laquelle le Gouvernement était favorable, consistait à considérer que, étant donné qu'un marché pour les offres d'« électricité verte » existait, il était opportun d'inciter à la valorisation des garanties d'origine. L'objectif était que le bénéfice correspondant vienne en déduction du coût du soutien à la production d'électricité renouvelable par la compensation des charges résultant des obligations de service public. Il était donc proposé de répartir le bénéfice des garanties d'origine entre une part allant au producteur et une autre part qui serait déduite du complément de rémunération, également sur le modèle du système déjà existant, appliqué au biométhane⁴¹⁵.

521. La seconde solution consistait à transposer dans le régime du complément de rémunération le système alors en vigueur dans le régime de l'obligation d'achat, à savoir la

⁴¹⁴ Décret du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

⁴¹⁵ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 450 et suiv.

déduction totale de la valorisation des garanties d'origine de la compensation des charges résultant des obligations de service public.

522. Cette question n'a été tranchée de manière claire ni par le texte de la loi, ni par le débat parlementaire. En effet, l'amendement adopté, qui a conduit à n'inscrire dans la loi que « *la valorisation par les producteurs des garanties d'origine* » dans les éléments compris dans le calcul des recettes de l'installation, explique expressément qu'« *il s'agit de prévoir que la valorisation sur le marché des garanties d'origine qui certifient la provenance « verte » de l'électricité produite soit comprises dans le calcul du complément de rémunération pour les producteurs, de la même manière que c'est le cas aujourd'hui, pour EDF, en matière d'obligation d'achat* »⁴¹⁶. Or la discussion parlementaire a montré une différence d'interprétation de cette disposition, en raison de la précision « *de la même manière que c'est le cas aujourd'hui* » dans l'exposé sommaire de l'amendement. D'un côté, selon le ministre chargé de l'énergie, cette disposition de l'article L.314-20 du code de l'énergie avait pour finalité de permettre de créer un marché des garanties d'origine. Il expliquait donc qu'« *il est prévu que lorsqu'une garantie d'origine est vendue, une part de la recette fixée par décret vient en déduction du complément de la rémunération versée au producteur* ». D'un autre côté, au contraire, pour le rapporteur M. Baupin, puisque l'exposé sommaire de l'amendement adopté précisait « *de la même manière que c'est le cas aujourd'hui* », cette disposition visait à reprendre le système alors en vigueur dans le cadre de l'obligation d'achat, et la loi ne viserait donc pas à créer un marché des garanties d'origine.

523. Un critère d'interprétation a été proposé par le rapporteur du texte au nom de la Commission des affaires économiques lors du débat au Sénat. Pour celui-ci, l'absence de précision sur la répartition du bénéfice des garanties d'origine impliquait que le producteur bénéficiant du complément de rémunération conserve le bénéfice des garanties d'origine correspondantes. En effet, « *dans la mesure où, contrairement aux contrats d'achat où l'électricité est effectivement acquise par l'acheteur obligé et pour laquelle il est par conséquent nécessaire de préciser, comme c'est le cas à l'article L.314-14 du code de l'énergie, que les garanties d'origine associées restent la propriété du producteur, le complément de rémunération aboutit non pas à une cession d'électricité au payeur obligé, mais uniquement au versement d'un complément financier. Ainsi, dès lors que le producteur reste propriétaire de l'électricité produite et qu'il lui appartient de la vendre sur le marché, celui-ci conserve automatiquement le bénéfice de ses garanties d'origine* »⁴¹⁷.

524. Ainsi, le texte initial de l'article L.314-20 du code de l'énergie laissait donc une grande incertitude quant à l'interprétation à donner aux termes « *la valorisation par les producteurs des garanties d'origine* » dans l'énumération des éléments compris par les

⁴¹⁶ Amendement n° 2187, déposé sur le texte n° 2188.

⁴¹⁷ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1859.

recettes de l'installation, selon que l'on se fondait sur l'intention supposée être celle du législateur, sur l'exposé des motifs de l'amendement adopté ou sur l'analyse du texte faite par le rapporteur au nom de la Commission des affaires économiques du Sénat.

2) L'impossibilité de poursuivre plusieurs objectifs dans le cadre de la LTECV

525. Parmi ces interprétations divergentes, celle du Gouvernement consistait sans ambiguïté à considérer que le producteur devait conserver le bénéfice de ces garanties d'origine, qui viendrait en déduction du complément de rémunération. Or, « *en méconnaissance, sinon de la lettre, au moins de l'esprit de la loi* »⁴¹⁸, le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération fixant les conditions du complément de rémunération avait prévu, à l'article R.314-32 du code de l'énergie, que « *pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération, le producteur renonce au préalable au droit d'obtenir la délivrance des garanties d'origine pour l'électricité produite par l'installation pendant la durée du contrat. Par suite, il ne peut ni demander, ni transférer, ni acquérir, ni utiliser des garanties d'origine pour la production de cette installation* ».

526. Cette évolution résulte de plusieurs difficultés portant sur les modalités de calcul du complément de rémunération, apparues lors des échanges avec les acteurs privés et publics concernés par cette réforme.

527. Dans la formule du complément de rémunération proposée initialement par la DGEC⁴¹⁹ il était prévu que la valorisation des garanties d'origine vienne en déduction de la prime à l'énergie. Le terme de la valorisation des garanties d'origine, noté « NbGO », devait être calculé comme le nombre de garanties d'origine correspondant au nombre de MWh produits, multiplié par le prix de référence de la garantie d'origine sur une période considérée, noté « Pref GO », calculé ex-post.

528. Deux régimes étaient proposés dans ce cadre, au choix du producteur. Suivant le premier, le terme de la formule ne s'appliquait pas si le producteur s'engageait à ne pas demander de garanties d'origine. Suivant le second, le terme était intégré dans la formule, qui se serait appliquée dès lors qu'un marché organisé d'échange des garanties d'origine existerait. Dans l'attente de ce marché organisé, cette valorisation se serait effectuée au bénéfice du producteur. Ce régime prévoyait notamment que le terme NbGO corresponde à

⁴¹⁸ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴¹⁹ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

l'ensemble des garanties d'origine valorisables de l'installation, et non uniquement aux garanties d'origine valorisées⁴²⁰.

529. Or, très rapidement est apparu un obstacle majeur, lié à la difficulté d'anticiper le produit de la vente des garanties d'origine. Posaient problème d'une part le fait que la valorisation prise en compte soit calculée ex-post, et aurait donc pu être fixée jusqu'à un an après la production correspondante, et d'autre part qu'elle soit calculée en fonction des garanties valorisables, et non en fonction de celles effectivement valorisées. Il en résultait une forte incertitude sur le montant finalement déduit de la prime à l'énergie, avec un impact négatif sur le financement des projets.

530. Compte tenu de ces difficultés, le Gouvernement a fait le choix d'étendre au complément de rémunération la règle de non-cumul du bénéficiaire du mécanisme de soutien et de la valorisation des garanties d'origine jusqu'alors appliquée dans le cadre des contrats d'obligation d'achat. Tel est l'objet de la subordination du bénéficiaire du complément de rémunération à la renonciation par le producteur au droit d'obtenir la délivrance des garanties d'origine pour l'électricité produite par l'installation pendant la durée du contrat.

531. Afin de mettre en cohérence cette interdiction avec le régime de la subrogation existant dans le cadre de l'obligation d'achat, le ministre chargé de l'énergie a introduit dans un projet d'ordonnance⁴²¹ un article interdisant la valorisation des garanties d'origine pour l'ensemble de la production d'électricité renouvelable bénéficiant d'un dispositif de soutien, que ce soit dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou à l'issue d'une procédure de mise en concurrence. Toutefois, le Conseil d'Etat ayant considéré que le Gouvernement n'était pas habilité à prendre par ordonnance des mesures relatives aux garanties d'origine⁴²², cette disposition a été introduite dans le projet de loi de ratification. En outre, l'article 2 de ce projet de loi prévoyait de revenir sur la rédaction de l'article L.314-20 du code de l'énergie, pour supprimer la mention, dans le calcul du complément de rémunération, de « *la valorisation par les producteurs des garanties d'origine* ». Comme l'a relevé la Commission des affaires économiques du Sénat, il s'agissait là d'une « mise en conformité » de fait de la loi avec le décret, pratique qui n'est pas sans poser problème au regard du respect de la hiérarchie des normes⁴²³.

⁴²⁰ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier des 25 février et 20 avril 2015.

⁴²¹ Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

⁴²² Rapport d'information n° 4157 sur l'application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 188.

⁴²³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

532 La solution avancée par le Gouvernement comportait cependant plusieurs difficultés, soulignées par la CRE dans une délibération du 9 décembre 2015⁴²⁴.

533 La première difficulté portait sur la compatibilité de l'interdiction d'émission de garanties d'origine avec l'article 15, paragraphe 1, de la directive 2009/28/CE, qui dispose que « *les Etats membres font en sorte que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie comme telle* ». Si la directive laisse bien, au paragraphe 2 de l'article 15, la possibilité aux Etats membres de « *prévoir qu'aucune aide n'est accordée à un producteur lorsqu'il reçoit une garantie d'origine pour la même production d'énergie à partir de sources renouvelables* », le cas inverse n'est pas expressément autorisé. Au contraire, comme l'a soulevé l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode), dans un recours devant le Conseil d'Etat⁴²⁵, le paragraphe 2 de l'article 15 dispose également que « *les Etats membres veillent à ce qu'une garantie d'origine soit émise en réponse à une demande d'un producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables* ».

534 Le Conseil d'Etat a cependant estimé que les dispositions du régime prévu par le projet de loi « *eu égard à leur objet tendant à faire cesser une forme de double soutien public, ne méconnaissent aucune norme constitutionnelle, ni aucun principe général du droit de l'Union européenne* » et « *n'appellent pas d'autres remarques de fond* »⁴²⁶. S'il ne mentionne dans son avis la vérification de la conformité de l'extension de la règle de non-cumul du bénéficiaire des mécanismes de soutien et de la valorisation des garanties d'origine à l'ensemble des mécanismes de soutien qu'au regard des normes constitutionnelles et des principes généraux du droit de l'Union européenne, l'absence « *d'autres remarques de fond* » laisse supposer que cette disposition est conforme avec les dispositions de la directive 2009/28/CE.

535 En effet, il faut souligner une différence notable entre l'article R.314-32 du code de l'énergie, issu du décret n° 2016-682 du 27 mai 2016, et la disposition de l'article L.314-14 du code de l'énergie adoptée dans la loi de ratification. Le premier disposait que « *pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération, le producteur renonce au préalable au droit d'obtenir la délivrance des garanties d'origine pour l'électricité produite par l'installation pendant la durée du contrat* ». En revanche, la seconde disposait que « *l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou de cogénération et pour laquelle une garantie d'origine a été émise ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération dans le cadre des contrats mentionnés aux articles L.121-27,*

⁴²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

⁴²⁵ Rapport n° 4192 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, sur le projet de loi n° 4122, p. 37.

⁴²⁶ Conseil d'Etat, avis sur le projet de loi, n° 392061, séance du 6 octobre 2016, point 14.

L.311-12, L.314-1, L.314-18 ainsi que, le cas échéant, L.314-26 ». La logique est inversée entre ces deux dispositions, de manière à ce que la seconde reprenne les termes du troisième alinéa du paragraphe 2 de l'article 15 de la directive 2009/28/CE lequel dispose que « *les Etats membres peuvent prévoir qu'aucune aide n'est accordée à un producteur lorsqu'il reçoit une garantie d'origine pour la même production d'énergie à partir de sources renouvelables* ». C'est sans doute en ce sens qu'il faut entendre l'avis du Conseil d'Etat estimant que la conformité du régime mis en place par le projet de loi au troisième alinéa du paragraphe 2 de l'article 15 de la directive 2009/28/CE « *ne fait plus aucun doute* »⁴²⁷. De même, l'étude d'impact du projet de loi de ratification souligne expressément que le dispositif envisagé est compatible avec ce troisième alinéa de l'article 15 de la directive 2009/28/CE.

536. Cette solution n'est d'ailleurs pas propre à la France, puisque plusieurs autres Etats membres interdisent également la valorisation des garanties d'origine lorsque les installations de production d'électricité renouvelable bénéficient déjà d'un soutien public. Tel est notamment le cas de l'Allemagne, du Danemark, de la Pologne, de la République tchèque, de la Slovaquie, des Pays baltes, de la Hongrie et de l'Autriche⁴²⁸.

537. La seconde difficulté était que les dispositions envisagées aboutissaient à supprimer toute possibilité pour d'autres acteurs de marché qu'EDF et ENGIE, exploitants du parc hydraulique historique, d'acquérir des garanties d'origine, et donc de proposer des offres de fourniture « vertes ». En effet, la quasi-totalité de la production d'électricité renouvelable française, à l'exception de la production hydraulique historique, relève de l'un ou l'autre des mécanismes de soutien. Comme le notait le rapport de la Commission des affaires économiques du Sénat « *malgré la baisse des coûts et sauf à anticiper le développement massif de modèles « militants » du type de celui d'Enercoop, la construction d'installations d'électricité renouvelable devrait encore être très majoritairement subventionnée, et pour longtemps, en France et en Europe* »⁴²⁹. Dès lors, ces dispositions étaient de nature à donner un « avantage concurrentiel indu » aux opérateurs historiques⁴³⁰.

538. La troisième difficulté, soulevée par la CRE, était que l'absence de garanties d'origine impliquait que la traçabilité de l'électricité ainsi produite ne pouvait être assurée, et que son caractère renouvelable ne pouvait donc pas être valorisé sur le marché de détail dans le cadre d'« offres vertes ». En effet, suivant l'article L.314-16 du code de l'énergie, « *sur le territoire national, seules ces garanties ont valeur de certification de l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables aux fins de démontrer aux clients finals la part ou*

⁴²⁷ Conseil d'Etat, avis sur le projet de loi, n° 392061, séance du 6 octobre 2016, point 9.

⁴²⁸ Rapport n° 4192 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi n° 4122, p. 38.

⁴²⁹ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 44.

⁴³⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie ».

539. Cette difficulté est ainsi liée au problème que peut poser la double fonction des garanties d'origine, qui sont à la fois les preuves d'une production d'électricité renouvelable et des actifs commercialisables. Plus profondément, elle renvoie au renversement d'objectifs opéré par le Gouvernement entre la LTECV et la loi de ratification des ordonnances prises en application de son article 119, et donc à la question de la hiérarchie entre les objectifs poursuivis par les pouvoirs publics.

540. En effet, dans l'équilibre de l'article 104 de la LTECV, la logique suivie en prenant en compte dans l'établissement des conditions du complément de rémunération les bénéfices tirés par les producteurs des garanties d'origine était d'inciter à leur valorisation afin de favoriser l'émergence d'un marché spécifique⁴³¹. Il s'agissait certes également de faire en sorte que le produit de cette valorisation vienne, pour une part, en déduction du coût du soutien à la production d'électricité renouvelable pour la collectivité⁴³². Toutefois cet objectif n'était que subsidiaire, notamment parce que les prix d'échange des garanties restent peu élevés et ne concourraient donc que faiblement à la baisse des charges publiques⁴³³. Avec l'objectif de développer un marché des garanties d'origine liées à la production d'électricité renouvelable, c'était d'abord à travers leur fonction de preuve que les garanties d'origine étaient perçues, puisque c'est cette fonction qui leur donne leur valeur sur le marché.

541. Le projet de loi de ratification montre donc un revirement de l'objectif poursuivi par le Gouvernement. Celui-ci visait désormais à « *empêcher la valorisation des garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable bénéficiant d'un dispositif de soutien sous forme d'obligation d'achat ou de complément de rémunération* », afin d'éviter que le consommateur ne finance la production d'électricité renouvelable une première fois à travers les taxes qui alimentent le compte d'affectation spéciale « Transition Énergétique » et une deuxième fois à travers les offres de fourniture d'électricité dites « vertes »⁴³⁴. Avec l'objectif de non-cumul de rémunération, c'était donc d'abord à travers la fonction d'actif commercialisable que les garanties d'origine étaient perçues.

542. La Commission des affaires économiques du Sénat avait d'ailleurs soulevé la contradiction entre l'interdiction de valorisation des garanties d'origine associées à la

⁴³¹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 450 et suiv.

⁴³² *Ibid.*, p. 450 et suiv.

⁴³³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴³⁴ Etude d'impact du projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

production bénéficiant de mécanismes de soutien et l'élargissement des possibilités de cession des contrats d'achat à un organisme agréé, opéré par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016. Cet élargissement avait en effet été réalisé pour répondre à la demande⁴³⁵ d'une partie des fournisseurs, notamment coopératifs, d'avoir accès à l'énergie renouvelables sous obligation d'achat au même coût qu'EDF et les ELD afin de pouvoir valoriser le potentiel économique des garanties d'origine liées à cette production. Or, le projet de loi de ratification présenté par le Gouvernement supprimait tout l'intérêt opérationnel de cette réforme⁴³⁶.

543. Ce renversement de l'angle sous lequel sont abordées les garanties d'origine aboutit ainsi à un renversement de la logique affichée. Dans la LTECV, le législateur cherchait à éviter la reproduction de l'absence de développement du marché des garanties d'origine observée dans le cas de la production d'électricité bénéficiant d'une obligation d'achat. Au contraire, dans le projet de loi de ratification, le Gouvernement faisait de l'absence de ce marché la norme. Il justifiait ainsi l'interdiction de valorisation des garanties d'origine associées à la production d'électricité bénéficiant du complément de rémunération en concluant qu'« *en termes d'impacts budgétaires et financiers, la mesure proposée n'apportera aucun changement par rapport à la situation actuelle, dans la mesure où les acheteurs obligés ne valorisent déjà pas les garanties d'origine de la production d'électricité sous obligation d'achat* » et que, par conséquent, cette mesure « *n'a donc pas d'impact sur le niveau de la compensation des charges de service public des acheteurs obligés et ne fait pas augmenter les dépenses du compte d'affectation spéciale « Transition Energétique* » »⁴³⁷.

544. Le nœud du problème était qu'en liant le fonctionnement du complément de rémunération au bénéfice de la valorisation des garanties d'origine dans la perspective d'un développement du marché des garanties d'origine, la LTECV avait créé une situation rendant impossible l'interdiction de la valorisation des garanties d'origine par les producteurs bénéficiant du complément de rémunération sans révision de l'architecture envisagée par le législateur à l'article L.314-20 du code de l'énergie.

545. En effet, premièrement, comme le soulignait le rapporteur du projet de loi de ratification au Sénat, « *en prévoyant qu'il devait être tenu compte de la valorisation des garanties d'origine, le législateur entendait clairement, d'une part, que ces garanties devaient être émises, d'autre part, qu'elles pouvaient être valorisées* »⁴³⁸.

⁴³⁵ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 434 et suiv.

⁴³⁶ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 19.

⁴³⁷ Etude d'impact du projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables.

⁴³⁸ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 38.

Deuxièmement, la mention de la « valorisation par les producteurs » rendait impossible l'attribution et la valorisation des garanties d'origine par un autre acteur que le producteur. Enfin, l'objectif affiché par le législateur et le Gouvernement lors de la discussion de la LTECV de développer le marché des garanties d'origine impliquait d'attribuer une partie du bénéfice de cette valorisation au producteur, donc d'autoriser un cumul de rémunération.

546. La conjonction de ces trois éléments interdisait la poursuite simultanée des objectifs du développement d'un marché des garanties d'origine, qui suppose un mécanisme incitatif à leur valorisation, du non-cumul de rémunération par le producteur et du maintien de la traçabilité de la production d'électricité d'origine renouvelable, qui suppose l'émission des garanties d'origine.

B/ La solution de la valorisation des garanties d'origine par l'Etat

547. L'option défendue par le Gouvernement consistait à réviser la LTECV afin de pouvoir interdire la valorisation des garanties d'origine pour l'ensemble de la production d'électricité renouvelable bénéficiant d'un dispositif de soutien.

548. En raison de ses diverses conséquences négatives, cette option a suscité une forte opposition, tant de la CRE que de l'Assemblée nationale et du Sénat (1). Ne pouvant en pratique dissocier les fonctions de traçabilité et de rémunération des garanties d'origine, le législateur a finalement opté pour une solution consistant non à supprimer cette valorisation mais à transférer le bénéfice de la valorisation du producteur à l'Etat (2).

1/ Le rejet du choix de privilégier l'objectif de non-cumul des rémunérations

549. Pour appliquer l'objectif du Gouvernement de non-cumul, le contenu du projet de loi de ratification impliquait en pratique de renoncer aux objectifs de traçabilité de l'électricité renouvelable et de développement du marché des garanties d'origine. Il s'agissait ainsi d'un projet exactement inverse de celui contenu dans la LTECV, qui acceptait le cumul la rémunération en vue d'aboutir à un développement du marché des garanties d'origine et de maintenir la traçabilité de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. En conséquence, ce projet de loi a suscité une forte opposition.

550. Concernant la traçabilité de l'électricité renouvelable, il a été rappelé au cours des débats l'importance de la possibilité pour les consommateurs de pouvoir connaître la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie. Il a également été souligné qu'une garantie d'origine n'étant dans son principe ni une aide ni un soutien aux énergies renouvelables mais uniquement une information qui permet à l'utilisateur

de faire un choix éclairé, il est incohérent de lier l'émission d'une garantie d'origine au fait de percevoir des aides⁴³⁹.

Le rapport de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a donc souligné « *la nécessité de trouver un mécanisme de traçabilité de l'électricité verte qui soit distinct de toute possibilité de valorisation monétaire* »⁴⁴⁰.

551. Toutefois, comme l'indiquait le rapporteur du projet de loi, toute la difficulté tient dans le fait que la garantie d'origine a, du fait même de son existence, une valeur monétaire dans un contexte de préférence des consommateurs pour l'électricité renouvelable par rapport à l'électricité d'origine fossile. Ainsi les garanties d'origine sont valorisées, bien qu'à des montants peu élevés, autour de 0,1 à 0,3 euro le mégawattheure. Il est dès lors impossible de mettre en place un système permettant de garantir la traçabilité de l'origine renouvelable de l'électricité sans qu'il y ait une valorisation financière. Les questions de la traçabilité et de la double rémunération ne peuvent donc être traitées séparément.

2) Une valorisation des garanties d'origine par l'Etat encadrée

552. Les fonctions de traçabilité de l'électricité renouvelable et de rémunération des garanties d'origine ne pouvant être dissociées en pratique, l'option retenue par le législateur a été non de supprimer la valorisation mais de modifier son bénéficiaire, en transférant le bénéfice de la valorisation du producteur à l'Etat. Cette option a cependant posé plusieurs questions.

553. Tout d'abord s'est posée la question de la conformité au droit de l'Union européenne de la subrogation directe dans le droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine.

554. L'article L.314-14 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de l'article 104 de la LTECV, subrogeait l'acheteur obligé au producteur dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes. Le Conseil d'Etat, dans son avis sur le projet de loi de ratification⁴⁴¹, admettait clairement qu'une telle disposition était au moins de nature à laisser des doutes quant à sa conformité à l'article 15 de directive 2009/28/CE, notamment avec le premier alinéa du deuxième paragraphe, qui dispose que « *les Etats membres veillent à ce qu'une garantie d'origine soit émise en réponse à une demande d'un producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables* ». En effet, il indiquait que l'abrogation de cette disposition, prévue par le projet de loi, permettait la mise en place

⁴³⁹ Rapport n° 4192, fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, sur le projet de loi n° 4122, p. 41.

⁴⁴⁰ *Ibid.*, p. 41.

⁴⁴¹ Conseil d'Etat, avis sur le projet de loi, n° 392061, séance du 6 octobre 2016, point 9.

d'un régime « dont la conformité aux premier et troisième alinéas du paragraphe 2 de l'article 15 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 ne fait plus aucun doute ». De fait, la directive 2009/28/CE, à son article 15, attribue uniquement au producteur le droit de demander la délivrance des garanties d'origine correspondantes à sa production, et dissocie clairement la vente de l'électricité de celle des garanties d'origine associées. Ainsi son considérant 52 explique qu'« une garantie d'origine peut être transférée d'un titulaire à un autre, indépendamment de l'énergie qu'elle concerne » et que « l'énergie produite à partir de sources renouvelables dont la garantie d'origine a été vendue séparément par le producteur ne devrait pas être présentée ou vendue au client final en tant qu'énergie produite à partir de sources renouvelables ».

555. Il paraît en revanche clairement contraire à l'article 15 de la directive 2009/28/CE que l'Etat, qui n'est pas l'acheteur de l'électricité associée aux garanties d'origine, puisse être directement subrogé au producteur dans son droit à obtenir la délivrance de ces garanties d'origine. Tel était en tout état de cause l'avis du Gouvernement, comme l'a souligné le ministre lors de la discussion du projet de loi, en réponse à un amendement proposant de mettre en place ce dispositif dans le cas où la production de l'électricité ouvre droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération⁴⁴².

556. Dans le but d'éviter la subrogation directe, le législateur a prévu à l'article L.314-14-1 du code de l'énergie que, pour les installations de production d'électricité renouvelable d'une puissance installée de plus de 100 kilowatts et bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, « dès lors que les garanties d'origine issues de la production d'électricité d'origine renouvelable n'ont pas été émises par le producteur dans un délai fixé par décret, ces dernières sont émises d'office, en tout ou partie, par l'organisme mentionné à l'article L.314-14 au bénéfice de l'Etat à sa demande ». Parallèlement, il a posé à l'article L.314-14 du code de l'énergie le principe que l'électricité produite à partir de sources renouvelables et pour laquelle une garantie d'origine a été émise par le producteur ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. La précision que cette disposition ne s'applique qu'aux émissions faites « par le producteur », permet de concilier l'émission d'office par l'Etat des garanties d'origine et le soutien à la production associée⁴⁴³. La conjugaison de ces deux articles permet ainsi d'aboutir, pour les installations de production d'énergie renouvelable d'une puissance installée de plus de 100 kilowatts, au même résultat qu'une subrogation directe du producteur par l'Etat tout en évitant formellement ce mécanisme⁴⁴⁴.

⁴⁴² JORF, Assemblée nationale, XIV^e législature, session ordinaire de 2016-2017, 89^e séance, séance du mercredi 21 décembre 2016, Compte rendu intégral, p. 9094 et 9095.

⁴⁴³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴⁴⁴ JORF, Assemblée nationale, XIV^e législature, session ordinaire de 2016-2017, 89^e séance, séance du mercredi 21 décembre 2016, Compte rendu intégral, p. 9094 et 9095.

557. Ensuite s'est posée la question du risque d'effondrement du prix des garanties d'origine sous l'effet d'une mise sur le marché soudaine des garanties d'origine correspondant aux installations de production bénéficiant de contrats d'obligation d'achat, qui jusque-là n'étaient pas émises faute de rentabilité de l'opération.

558. En vue d'éviter un tel effet, contraire à l'objectif de développement du marché des garanties d'origine, l'article 13 de la loi de ratification a prévu, à l'article L.314-14-1 du code de l'énergie, que « *pour chaque mise aux enchères, il est préalablement fixé un prix minimal de vente de la garantie d'origine* »⁴⁴⁵. En outre, le même article précise que les garanties d'origine issues de la production d'électricité renouvelable qui n'ont pas été émises par le producteur dans le délai fixé par décret sont émises d'office « *en tout ou partie* ». L'objectif de cette liberté est de réduire les frais d'émission, qui sont proportionnels au nombre de garanties émises, et de n'émettre que le volume de garanties que le marché est capable d'absorber au prix plancher fixé dans chaque mise aux enchères.

559. Ces dispositions visent à établir un équilibre pragmatique entre, d'un côté, le principe de traçabilité de l'électricité renouvelable et la volonté de faciliter le développement des « offres vertes », et, de l'autre, la prise en compte des contraintes de marché, dans un contexte où l'offre de garanties excède largement la demande sur le marché français. Compte tenu de l'esprit de cette disposition, l'exposé des motifs de l'amendement qui en est à l'origine précise que « *l'Etat ne saurait interpréter cette disposition comme lui permettant de n'émettre d'office et de ne mettre aux enchères qu'un volume très résiduel de garanties d'origine, l'objectif étant bien d'augmenter progressivement, en tenant compte de l'équilibre du marché, le volume des garanties d'origine proposées mais au meilleur coût de gestion pour la collectivité* »⁴⁴⁶.

560. Une proposition d'amendement visant à prévoir que l'évaluation de la quantité de garanties d'origine mise aux enchères régulièrement se fonde sur la demande en garanties d'origine prévue par l'Etat et par les candidats participant à la mise aux enchères avait d'ailleurs été déposée au Sénat. Si la Commission des affaires économiques et le Gouvernement se sont montrés favorables sur le principe, une telle disposition a cependant été écartée en raison de son inapplicabilité sur le plan juridique. Elle serait en effet contraire au principe de transparence et d'égalité de traitement des candidats régissant toute procédure concurrentielle. Elle risquerait en outre d'être contre-productive, puisque les fournisseurs auraient intérêt à demander la mise aux enchères d'une quantité trop importante de garanties pour faire baisser le prix d'équilibre sur le marché⁴⁴⁷.

⁴⁴⁵ JORF, Assemblée nationale, XIV^e législature, session ordinaire de 2016-2017, 89^e séance, séance du mercredi 21 décembre 2016, Compte rendu intégral, p. 9094 et 9095.

⁴⁴⁶ Amendement COM-30, Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴⁴⁷ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

561. Par ailleurs, l'émission d'office des garanties d'origine a été limitée aux installations d'une puissance minimale installée de plus de 100 kilowatts, afin d'éviter de mettre en place un dispositif très complexe pour permettre la mise aux enchères des garanties d'origine correspondantes à la production des très nombreuses installations de plus petite taille, estimées alors à 400 000.

562. L'article L.314-14-1 du code de l'énergie prévoit enfin que ces garanties d'origine sont mises aux enchères par le ministre chargé de l'énergie, dans des conditions précisées par décret, pris après avis de la CRE. L'exposé des motifs de l'amendement à l'origine de cet avis de la CRE est d'un intérêt particulier, puisque le législateur y donne un certain nombre d'indications sur la manière dont le Gouvernement doit mettre en œuvre ces appels d'offres. Ainsi, dans la fixation du prix de réserve, celui-ci devrait éviter un prix prohibitif, qui ne permettrait pas la vente des garanties proposées, ainsi qu'un prix trop faible, qui déstabiliserait le marché des garanties d'origine issues de la production non subventionnée. De même, les enchères devraient être organisées à des échéances suffisamment régulières pour permettre aux fournisseurs de s'approvisionner, la périodicité annuelle étant recommandée. Enfin, le Gouvernement devrait constituer des lots par types de filières et par zones géographiques afin de répondre à la demande d'une énergie produite localement et d'un mix suffisamment diversifié⁴⁴⁸. Cette dernière recommandation a d'ailleurs donné lieu à l'ajout d'une disposition à l'article L.314-14-1 du code de l'énergie, qui précise qu'un allotissement par filière et par zone géographique peut être prévu⁴⁴⁹.

563. Ce dispositif a été mis en place par le décret n° 2018-243 du 5 avril 2018. Les articles R.314-69-1 à 12 du code de l'énergie prévoient que le ministre chargé de l'énergie fixe les conditions générales de la mise aux enchères. Celles-ci portent notamment sur leur fréquence, qui ne peut ni être inférieure à un mois ni être supérieure à six mois, sur le prix minimal de vente des garanties d'origine, qui ne peut être inférieur aux coûts administratifs induits par les mises aux enchères, sur la ou les filières de production concernées, ainsi que, le cas échéant, l'énergie primaire, sur la ou les zones géographiques couvertes, et sur le nombre de lots ainsi que la description de chaque lot.

Aux termes de ce décret, la gestion elle-même des mises aux enchères est assurée par un organisme désigné par l'Etat. Il est prévu que les volumes sont attribués dans l'ordre décroissant du prix des offres jusqu'au prix de réserve fixé ex ante, les offres se situant en dessous étant éliminées. À l'issue de la mise aux enchères l'organisme en reverse à l'Etat les revenus.

⁴⁴⁸ Amendement COM-33, Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

⁴⁴⁹ Amendement COM-34, Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

564. En définitive, l'issue trouvée par le législateur à la difficile question de la place des garanties d'origine dans la formule du complément de rémunération a donc été la séparation pure et simple des deux termes du problème, et donc la modification de la LTECV pour retirer la mention de la prise en compte des garanties d'origine dans la formule du complément de rémunération. La solution à la fois habile et radicale qui s'est imposée illustre la difficulté, et en l'occurrence l'impossibilité, d'ajouter au cadre juridique du fonctionnement des mécanismes de soutien mis en place par la LTECV des éléments extérieurs, ayant leurs finalités et leurs caractéristiques juridiques spécifiques. En effet, la réforme des mécanismes de soutien menée par le législateur en 2015 avait déjà pour ambition de fondre en un unique cadre juridique les objectifs différents poursuivis par le Gouvernement dans le processus de transition énergétique et par la Commission dans le processus de modernisation des aides d'Etat. Si une synthèse et un équilibre ont été trouvés par le législateur entre les principes différents poursuivis par ces deux acteurs, le débat autour de l'incorporation de la valorisation des garanties d'origine dans la formule du complément de rémunération est aussi un révélateur des contradictions potentielles qui existent entre les différentes finalités poursuivies par cette loi et est un symptôme de la complexité juridique de sa mise en œuvre au niveau réglementaire.

Section II : Des mécanismes de soutien structurés par les principes de garantie de la rémunération et de maîtrise du développement de la production d'électricité renouvelable

565. Les dispositions de l'article premier de la LTECV n'ont qu'un caractère programmatique et le législateur a fréquemment fait part de sa volonté de ne pas trancher certaines questions dans le texte de la loi elle-même, pour faciliter la mise en place par le pouvoir réglementaire d'un cadre juridique cohérent et correspondant aux nécessités techniques et économiques de terrain. Par conséquent, la définition au niveau réglementaire du cadre juridique de l'emploi des mécanismes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération prend une place essentielle.

566. C'est en effet à cette étape qu'apparaît le sens réel de l'équilibre entre les différents principes directeurs affirmés par le législateur. Ainsi, le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité se traduisant essentiellement par la mise en place du complément de rémunération, la place qu'occupe ce principe dans l'équilibre qui structure la réforme des mécanismes de soutien dépend de l'usage plus ou moins important qui est fait de ce système de soutien par le pouvoir réglementaire. De même, le principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché s'incarne en pratique dans les dispositions adoptées par le ministre chargé de l'énergie dans les arrêtés tarifaires et dans les cahiers des charges des procédures de mise en concurrence. Enfin, l'application effective du principe de garantie de la rentabilité des investissements dépend autant des dispositions encadrant le recours aux mécanismes de soutien que du cadre juridique de leur mise en place.

567. La réalité de l'équilibre réalisé par le pouvoir réglementaire entre les principes directeurs de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien s'actualise ainsi tant par les dispositions encadrant le recours aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable (I) et par le cadre juridique qui organise leur mise en place (II).

I/ Un régime juridique équilibrant risque de sur-rémunération et garantie d'un niveau suffisant de rémunération

568. Comme il l'a été montré plus haut, trois principes directeurs ordonnent le fonctionnement interne des mécanismes de soutien, à savoir le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, le principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché, et le principe de garantie de la rentabilité des investissements.

569. Tandis que le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité est à l'origine de la mise en place du système du complément de rémunération, les deux autres structurent le cadre juridique de recours aux deux mécanismes de soutien existant.

570. D'un côté, le principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché, issu des LDAEE 2014 et intégré par la LTECV, veut que les régimes d'aide prennent en compte la baisse des coûts de production, soit grâce à leur fonctionnement soit par des évaluations régulières. L'objectif est d'éviter que les mécanismes de soutien n'entraînent des déséquilibres dans le développement des énergies renouvelables ou n'aboutissent à des coûts disproportionnés pour la collectivité, objectif également poursuivi par les pouvoirs publics français.

571. D'un autre côté, le principe de garantie de la rentabilité des investissements, introduit par le législateur pour équilibrer les deux principes précédents, vise à limiter l'incertitude sur la rentabilité des installations que pourrait entraîner une exposition incontrôlée des producteurs au marché, afin notamment d'éviter une hausse des coûts de financement des projets.

572. Dans le cadre tracé par ces principes, le pouvoir réglementaire a encadré par plusieurs dispositions le recours aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, en équilibrant les éléments permettant d'éviter le risque de sur-rémunération des producteurs (A) par plusieurs dispositions garantissant un niveau suffisant de rémunération (B).

A/ Un cadre juridique visant à éviter les sur-rémunérations

573. Outre le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, le législateur a suivi dans la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien un second principe directeur, le principe d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché. Ce principe vise à la fois à réduire le coût des mécanismes de soutien pour la collectivité et à diminuer leur impact sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

574. Dans cette perspective, le pouvoir réglementaire a adopté deux types de dispositions relatives au fonctionnement de ces mécanismes, les unes visant à adapter les niveaux de rémunération des producteurs au marché (1) et les autres à encadrer les modalités de versement du complément de rémunération en vue d'éviter tout effet d'aubaine (2).

1) Des mécanismes d'adaptation du niveau de rémunération

a) Une fixation du niveau de l'aide en vue d'une « rémunération raisonnable »

575. Les principes présidant à la définition du niveau de rémunération sont fixés, de manière succincte, aux articles L.314-4 et 20 du code de l'énergie. Ceux-ci disposent que les conditions d'achat et le niveau du complément de rémunération « *ne peuvent conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales octroyées au titre de celle-ci, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à son exploitation* ». À cette fin, il est également prévu que le bénéfice du complément de rémunération puisse être subordonné à la renonciation, par le producteur, à certaines de ces aides financières ou fiscales.

576. De même, les articles L.314-2 et 21 du code de l'énergie, qui portent sur les possibilités de renouvellement des contrats d'achat ou de complément de rémunération, ainsi que l'article L.314-19 de ce code, qui porte sur la possibilité de bénéficier d'un contrat de complément de rémunération après avoir bénéficié d'un contrat d'achat, disposent que les conditions des contrats renouvelés doivent tenir compte « *des conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées* ». L'objectif de cette disposition est de garantir que ces conditions assurent une « *rémunération normale des capitaux* »⁴⁵⁰.

577. Les dispositions réglementaires ne développant pas davantage l'application de ces principes aux tarifs d'obligation d'achat, ceux-ci sont directement mis en œuvre par les arrêtés tarifaires. Le principe arrêté au cours de la discussion du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, bien que non inscrit expressément, est que « *la fixation du complément de rémunération ne peut reposer que sur les coûts de production* »⁴⁵¹. Conformément à ce principe, l'article R.314-33 du code de l'énergie dispose que les valeurs des paramètres « α », « T_e » et « P_{gestion} » sont définies dans les arrêtés tarifaires « *de façon à couvrir les coûts indispensables au maintien en fonctionnement de l'installation et notamment les coûts d'exploitation* ».

578. En pratique, dans chaque filière, le niveau du complément de rémunération nécessaire pour atteindre le taux de rendement voulu est calculé à partir de l'analyse des données relatives aux coûts des installations existantes comparables à celles visées par les arrêtés tarifaires, permettant d'estimer le coût annualisé de l'énergie pour un projet moyen. Les taux de rendement normal du capital avant impôt admis par la Commission, compte tenu de la maturité des technologies visées, des types d'installations éligibles aux compléments de rémunération et de la durée des contrats de 20 ans, sont compris entre 4,2 % et 6,9 % dans la

⁴⁵⁰ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 112.

⁴⁵¹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 490.

filière éolienne⁴⁵², de 8,04 à 8,16 % dans la filière du biogaz⁴⁵³, de 7,7 % dans la filière de la géothermie⁴⁵⁴ et de 8 % dans la filière de l'hydroélectricité⁴⁵⁵. Pour évaluer la justesse des évaluations transmises par les autorités nationales, la Commission se fonde non seulement sur les estimations réalisées par celles-ci, mais les confronte également avec les autres estimations disponibles, telles que celles données par la CRE, les organisations représentant les filières concernées ou celles de cabinets d'études indépendants⁴⁵⁶.

b) Des mécanismes de révision régulière des niveaux de soutien

579. Les articles L.314-4 et L.314-20 du code de l'énergie disposent ensuite que les conditions d'achat et les conditions du complément de rémunération doivent faire l'objet de révisions périodiques, « *afin de tenir compte de l'évolution des conditions économiques de fonctionnement des installations performantes représentatives des filières concernées* » pour les conditions d'achat, et « *afin de tenir compte de l'évolution des coûts des installations bénéficiant de cette rémunération* » pour les conditions du complément de rémunération. Ce principe se traduit de deux manières. Le premier mode d'application est celui d'une double indexation des niveaux d'aide. Le second est celui d'une révision annuelle des conditions d'achat et des conditions de complément de rémunération figurant dans les arrêtés tarifaires.

580. L'indexation des niveaux d'aides se fait de deux manières. Elle porte d'une part sur le niveau de l'aide prévue par les arrêtés tarifaires et applicables aux contrats à venir, et d'autre part sur le niveau du tarif d'achat ou du complément de rémunération prévu par les contrats eux-mêmes.

581. Le premier niveau d'indexation a tout d'abord été nettement renforcé dans les arrêtés tarifaires appliquant le système de l'obligation d'achat. En effet, la rédaction de l'article L.314-4 du code de l'énergie est sensiblement différente de celle antérieurement présente à l'article L.314-7 du même code, supprimée par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016, qui prévoyait simplement que les conditions d'achat faisaient l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges résultant des obligations de service public. Cette évolution se traduit dans les arrêtés tarifaires.

582. Les arrêtés tarifaires précédents comprenaient quasi systématiquement une indexation du niveau du tarif d'achat applicable aux nouvelles demandes. Seul l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant

⁴⁵² Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205, C(2017) 3127, point 80.

⁴⁵³ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.43485 (2015/N), C(2017) 3137 final, point 134.

⁴⁵⁴ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.46898 (2016/N), C(2016) 8605 final, point 167.

⁴⁵⁵ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.43780 (2015/N), C(2016) 8498 final, point 49.

⁴⁵⁶ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205, C(2017) 3127, points 29 et 30.

l'énergie radiative du soleil se distinguait en appliquant au niveau du tarif d'achat applicable aux nouvelles demandes un coefficient fondé non sur ce critère mais sur la puissance cumulée des demandes de raccordement du trimestre précédant celui de la révision.

583. Les arrêtés tarifaires adoptés à la suite de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 ne marquent donc pas une rupture radicale de ce point de vue, mais un net renforcement de l'adaptation des niveaux d'aide aux rythmes de progression des filières et à l'évolution des conditions économiques. Ainsi, les pouvoirs publics ont adopté largement la pratique consistant à prévoir une baisse périodique minimale du niveau du tarif. Sur six arrêtés tarifaires, quatre, portant sur les filières photovoltaïques, en métropole⁴⁵⁷ et dans les ZNI⁴⁵⁸, et du biogaz⁴⁵⁹ prévoient une baisse trimestrielle ou semestrielle minimale de 0,5%.

584. Par ailleurs, les arrêtés tarifaires applicables à la filière photovoltaïque se distinguent par une forte densité d'instruments d'indexation des niveaux des tarifs, qui contraste avec la relative simplicité sur ce point de l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil. Les arrêtés tarifaires applicables à cette filière en métropole et dans les ZNI révisent ainsi les tarifs applicables en fonction de trois coefficients. Le premier reprend le principe jusque-là suivi, puisqu'il s'applique en fonction de la puissance cumulée des demandes de raccordement des installations éligibles à la même rémunération formulées l'avant-dernier trimestre, et applique une baisse trimestrielle minimale de 0,5% pour tous les segments de puissance. Un second coefficient de réduction, de l'ordre de 10%, est appliqué lorsque le volume de demandes de raccordement excède un certain seuil au trimestre qui précède celui de la révision, seuil fixé à 130 MW pour les installations d'une puissance crête inférieure ou égale à 9 kWc, et 175 MW pour les installations supérieures à 9 kWc et inférieure à 100 kWc. Enfin, un troisième coefficient ajuste le niveau de tarif proportionnellement à l'évolution des indices du coût horaire du travail et des prix à la production.

⁴⁵⁷ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

⁴⁵⁸ Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

⁴⁵⁹ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles ; Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

585. Concernant le système du complément de rémunération, le code de l'énergie dispose, à l'article R.314-37, que les arrêtés tarifaires peuvent prévoir un ajustement automatique du tarif de référence applicable aux nouvelles demandes de contrat de complément de rémunération, pouvant dépendre du rythme de développement de la filière. Cette possibilité a été actée assez tôt⁴⁶⁰, dans la mesure où elle constitue en effet, selon la CRE, « *un outil de régulation efficace en cas de développement brutal d'une filière, permis notamment par une baisse rapide de ses coûts de production* ». Celle-ci a d'ailleurs indiqué être favorable à sa mise en œuvre systématique dans les arrêtés tarifaires, jusqu'à prévoir d'émettre un avis défavorable à leur encontre pour le seul motif de son absence⁴⁶¹.

586. Si aux termes de l'article R.314-37 du code de l'énergie cette indexation n'est qu'une possibilité, elle a cependant été mise en place pour toutes les filières commandables. Cette indexation peut être mécanique, permettant aux développeurs de projets de l'anticiper entièrement⁴⁶². Elle peut également être fonction de facteurs intrinsèques à la filière, tels que la progression des demandes de contrats⁴⁶³, ou de facteurs extrinsèques⁴⁶⁴.

587. Le second niveau d'indexation s'applique tout d'abord au système de l'obligation d'achat, dans la continuité des arrêtés tarifaires précédents, qui comprenaient quasi systématiquement une indexation du niveau du tarif d'achat applicable aux nouvelles demandes ainsi qu'une indexation au cours des contrats eux-mêmes, afin de prendre en compte l'évolution des indices du coût horaire du travail et des prix à la production⁴⁶⁵.

588. Concernant le système du complément de rémunération, le code de l'énergie prévoit, à l'article R.314-37, que les arrêtés tarifaires comprennent, au sein de chaque contrat, une indexation du terme *Te* destinée à tenir compte de l'évolution des coûts d'exploitation. Tous les arrêtés tarifaires mettant en place un complément de rémunération appliquent donc

⁴⁶⁰ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 20 avril 2015.

⁴⁶¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

⁴⁶² Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

⁴⁶³ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques.

⁴⁶⁴ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

⁴⁶⁵ Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts.

au tarif « Te » fixé au moment de la demande complète de contrat par le producteur une indexation tenant compte de l'évolution annuelle du coût du travail dans les industries mécaniques et électriques et des prix à la production de l'industrie française.

589. Enfin, l'article R.314-12-1 du code de l'énergie dispose que les conditions d'achat et les conditions de complément de rémunération figurant dans les arrêtés de filières sont réexaminées annuellement, et potentiellement révisées. Ces révisions, qui ne s'appliquent qu'aux demandes complètes de contrat à venir, prennent en compte le niveau des coûts et des recettes des installations performantes et représentatives des filières au moment de la révision, ainsi que, le cas échéant, les résultats d'audits menés à son initiative par la Commission de régulation de l'énergie.

2) Un encadrement du versement de l'aide visant à éviter tout effet d'aubaine

590. Le complément de rémunération est, suivant l'article R.314-47 du code de l'énergie, versé mensuellement, sur la base de la prime à l'énergie mensuelle et de la prime de gestion, le cas échéant dans la limite d'un plafond. Une régularisation intervient à l'issue de chaque année civile. L'article R.314-34 de ce code dispose donc que « *quel que soit le pas de temps de calcul de la prime à l'énergie mentionnée au I de l'article R.314-33 il est défini une prime à l'énergie mensuelle par la relation "Ej. (α Te-M0 j)" où j est un indice compris entre 1 et 12 représentant le mois de l'année considérée* ». Ce système vise à éviter d'imposer aux producteurs le fonds de roulement significatif qu'entraînerait un versement annuel, et qui renchérirait les conditions de financement des projets⁴⁶⁶.

591. Concernant la prime à l'énergie, cette régularisation correspond, pour les filières dont le pas de temps de calcul i n'est pas mensuel, à la différence entre la prime à l'énergie annuelle calculée à partir des valeurs régularisées de production mensuelle nette d'électricité de l'installation. Pour les filières dont le pas de temps de calcul i est mensuel elle correspond à la différence entre la somme des primes à l'énergie mensuelles recalculées suivant la même méthode et la somme des primes à l'énergie mensuelles versées. Concernant la prime de gestion, cette régularisation correspond, pour toutes les filières, à la différence entre la somme des primes de gestion recalculées à partir des valeurs régularisées de production mensuelle nette d'électricité de l'installation et la somme des primes de gestion versées mensuellement.

592. L'article R.314-49 du code de l'énergie prévoit que, dans le cas où la prime à l'énergie mensuelle ou le montant correspondant à la régularisation diminuée de la valorisation des garanties de capacité est négatif, le producteur est redevable de cette somme

⁴⁶⁶ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

dans la limite des montants totaux perçus depuis le début du contrat au titre du complément de rémunération. Cette somme est déduite des charges de service public de l'électricité constatées pour EDF pour l'exercice considéré. Le fait que la formule permette ainsi au niveau du complément de rémunération de devenir négatif, lorsque la somme du tarif de référence T_e et de la prime de gestion est inférieure au revenu marché de référence M_0 , a posé la question de la possibilité pour les bénéficiaires, qui deviennent dans ce cas des débiteurs, de résilier par anticipation leurs contrats. Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 a donc mis en place dans le code de l'énergie un article R.314-9 prévoyant que les contrats de complément de rémunération « *précisent les modalités relatives aux indemnités dues en cas de résiliation par le producteur avant le terme prévu* », qui doivent être égales aux sommes actualisées perçues et versées au titre du complément de rémunération depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation. La justification de cette disposition est d'éviter « l'effet d'aubaine » que permettrait la possibilité pour les producteurs de résilier leurs contrats si le niveau du complément de rémunération devenait négatif. En effet, le niveau du complément de rémunération est établi pour apporter une rentabilité normale à ses bénéficiaires, en leur garantissant un revenu sur le long terme indépendamment des fluctuations des marchés de l'électricité et de capacité⁴⁶⁷. En contrepartie de cette garantie, qui leur bénéficie lorsque le prix de marché est inférieur au tarif de référence et dont le coût est supporté par les charges de service public de l'électricité, la prime devient négative lorsque le prix de marché est supérieur au tarif de référence et la différence vient en déduction des charges de service public de l'électricité. Il existe ainsi une contrepartie, même si elle peut ne rester que virtuelle et potentielle, à la garantie de rentabilité qu'offre le complément de rémunération. Cette contrepartie leur laisse cependant la possibilité de sortir du cadre du mécanisme de soutien s'ils l'estiment rentable, en « soldant » la dette qu'ils ont envers celui-ci. Elle permet ainsi d'établir un équilibre entre la nécessité d'éviter une privatisation des bénéfices et une collectivisation des coûts d'un côté, et la nécessité de ne pas entraver l'intégration complète des producteurs au marché. En cohérence avec cette logique, le décret n° 2016-1726 du 14 décembre 2016 relatif à la mise en service, aux contrôles et aux sanctions applicables à certaines installations de production d'électricité, a ajouté une disposition précisant que cette indemnité n'est pas due en cas de résiliation du contrat à la suite d'un arrêt définitif de l'installation indépendant de la volonté du producteur ou dans certains cas prévus par les arrêtés de filières.

B/ Un cadre juridique visant à garantir un niveau suffisant de rémunération

⁴⁶⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

593. La réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien réalisée par le pouvoir réglementaire comprend un certain nombre de dispositions qui viennent équilibrer les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché. Ces dispositions mettent en œuvre le troisième principe directeur suivi par le législateur dans la LTECV sur ces questions, celui de garantie de la rentabilité des investissements. L'objectif de ce troisième pilier de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien est de limiter le coût économique qu'aurait une trop forte incertitude sur la rentabilité des investissements, tant en termes de report de décisions d'investissements industriels que d'augmentation des taux d'emprunt.

594. Conformément à cette orientation, le pouvoir réglementaire a adopté deux séries de mesures, visant à limiter les risques liés à l'exposition des producteurs au marché (1) et à permettre, dans certaines conditions, le renouvellement des contrats d'achat ou de complément de rémunération (2).

1) Une limitation des risques liés à l'exposition au marché

595. Le cadre mis en place en application de la LTECV limite de deux manières les risques liés à l'exposition au marché des producteurs bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération. Il encadre tout d'abord dans des bornes relativement étroites le risque lié à l'impact des heures de prix négatifs sur la rémunération des producteurs d'énergie renouvelable, et limite ensuite le risque de ne pas trouver d'acheteur de l'énergie produite.

a) Une limitation de l'impact des heures de prix négatifs sur la rémunération

596. Aux termes de l'article R.314-39 du code de l'énergie, si le nombre d'heures de prix strictement négatifs constaté sur une année civile, consécutives ou non, est supérieur à un seuil, défini pour chaque filière par arrêté, l'installation qui n'a pas produit pendant ces heures peut recevoir une prime, dans la limite d'un nombre d'heures de fonctionnement de référence de l'installation sur l'année.

597. Cette disposition vise à éviter dans le mécanisme de rémunération le problème apparu dans le cadre de l'obligation d'achat, qui, en garantissant un niveau de rémunération non affecté par l'évolution des prix sur le marché, n'incite pas les exploitants à réduire leur production durant les périodes de prix négatifs. Le système retenu combine ainsi une incitation collective à ne pas produire pendant les heures de prix négatifs, par la fixation d'un nombre d'heures de prix négatifs annuels défini par filière, et une incitation individuelle à ne pas produire pendant les heures de prix négatifs, par la prise en compte pour le non-versement du complément de rémunération du nombre d'heures de prix négatifs pendant lesquels l'installation n'a pas produit.

598. Cependant, afin de limiter le risque pour les producteurs, tout en maintenant l'incitation pour eux à ne pas produire, cette disposition prévoit également un plafond annuel de nombre d'heures de prix négatif au-delà duquel cesse de s'appliquer le non-versement de la prime. En effet, il a été considéré qu'en l'absence d'un plafond d'exposition aux prix négatifs, la difficulté à mesurer le risque entraînerait un très fort renchérissement du financement des projets. En outre, le non-versement de la prime pendant les périodes de prix négatifs pénaliserait les installations qui répondent au besoin de la base de consommation et n'ont pas la flexibilité nécessaire pour s'adapter à des périodes courtes de prix négatifs⁴⁶⁸. En raison de sa simplicité d'application, cette solution a été préférée à celle, plus précise mais techniquement difficile à mettre en place, consistant à compenser l'impact des prix négatifs pour les producteurs disponibles, c'est-à-dire dont les installations pouvaient techniquement produire, et n'ayant pas produit durant les heures de prix négatifs⁴⁶⁹. Un tel mécanisme aurait en effet nécessité de définir un facteur de charge spécifique à chaque type d'installation pondérant la production théorique de l'installation sur les heures de prix négatifs pour donner une approximation du niveau de disponibilité individuelle de chaque installation lors des périodes de prix négatifs⁴⁷⁰.

599. Concrètement, ce plafonnement peut prendre plusieurs formes selon les arrêtés tarifaires.

600. Pour certaines filières, les arrêtés tarifaires prévoient qu'au-delà d'un seuil d'heures de prix négatif par an, fixé à 70 heures pour la filière du biogaz⁴⁷¹ et à 80 heures pour celle de la géothermie⁴⁷², une installation ne produisant pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime égale au tarif de référence applicable. Le nombre d'heures pouvant être ainsi rémunéré est cependant borné annuellement dans la filière de la géothermie.

601. Dans les autres filières, la prime perçue par les installations ne produisant pas pendant les heures de prix négatifs situées au-delà du seuil fixé correspond à un pourcentage du tarif de référence applicable. Celui-ci est de 35 % pour la filière éolienne⁴⁷³, avec un seuil

⁴⁶⁸ SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015.

⁴⁶⁹ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 20 avril 2015.

⁴⁷⁰ DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015.

⁴⁷¹ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute.

⁴⁷² Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques.

⁴⁷³ Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

fixé à 20 heures de prix négatifs par an, de 60 % pour la filière hydroélectrique⁴⁷⁴, avec un seuil fixé à 70 heures de prix négatif par an. L'application de ce pourcentage vise à éviter que la rémunération perçue durant ces heures n'excède la rémunération qu'une installation aurait perçue en temps normal. Ainsi, le coefficient de 35 % appliqué à la filière éolienne correspond au facteur de charge moyen des éoliennes durant les périodes de prix négatifs⁴⁷⁵. Cependant, les seuils du nombre d'heures de prix négatifs fixés dans les différentes filières, qui varient entre 20 et 80 heures par an, sont tous situés au-dessus du risque estimé à partir de l'expérience passée, puisque le nombre d'heures de prix négatifs en France n'a jamais dépassé 15 heures par an⁴⁷⁶. Les seuils du nombre d'heures de prix négatifs définis permettent ainsi de limiter fortement le risque pour les producteurs. Le seuil de 20 heures fixé dans la filière éolienne correspond ainsi à 1 % du temps de fonctionnement annuel observé pour les installations éoliennes⁴⁷⁷.

b) Une limitation du risque de ne pas trouver d'acheteur de l'énergie produite

602. Le pouvoir réglementaire a ensuite, conformément à la LTECV, mis en place un système d'acheteur en dernier recours. L'article L.314-26 du code de l'énergie, issu de l'article 104 de la LTECV prévoit en effet que, « *par exception à l'article L.314-18, l'autorité administrative peut désigner, par une procédure transparente, un acheteur en dernier recours tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite par les installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération (...) avec tout producteur qui en fait la demande et qui justifie l'impossibilité de vendre son électricité* ».

603. L'intention du législateur est de mettre en place un dispositif « de type assurantiel » visant à sécuriser le financement des installations de production d'énergie renouvelable sous complément de rémunération tant que le marché des agrégateurs n'est pas suffisamment mature⁴⁷⁸. L'article R.314-52 du code de l'énergie liste donc deux cas dans lesquels est ouvert le recours à ce mécanisme pour les bénéficiaires du complément de rémunération. Le premier est « *l'impossibilité pour le producteur de contractualiser avec un agrégateur tiers ou de vendre lui-même sur le marché* », impossibilité dont la démonstration est à la charge du producteur. Le second est la « *défaillance de l'agrégateur tiers* », matérialisée soit par le retrait ou la suspension du contrat le liant au gestionnaire du réseau

⁴⁷⁴ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement.

⁴⁷⁵ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205, C(2017) 3127, point 74.

⁴⁷⁶ *Ibid.*, point 73.

⁴⁷⁷ *Ibid.*, point 73.

⁴⁷⁸ JORF, Session extraordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du vendredi 10 juillet 2015, p. 7627.

public de transport et définissant les modalités selon lesquelles lui sont financièrement imputés ses écarts, soit par le retrait ou la suspension du contrat le liant à un responsable d'équilibre.

604. L'article R.314-51 du même code organise la désignation des acheteurs en dernier recours. Il prévoit que ceux-ci sont désignés par le ministre chargé de l'énergie, après mise en concurrence et pour une durée maximum de cinq ans. Cette procédure donne donc lieu à une procédure de mise en concurrence sur deux critères, les capacités techniques et financières du candidat, notamment la cotation financière minimale à respecter, et les frais de gestion proposés par le candidat pour assurer cette mission.

605. L'article L.314-26 du code de l'énergie prévoit l'application d'une décote à l'électricité rachetée, afin que le producteur n'ait pas d'intérêt économique à passer par l'acheteur de secours⁴⁷⁹. L'article R.314-52 de ce code dispose donc que les tarifs d'achat de cette électricité sont fixés par les arrêtés tarifaires mais ne peuvent être supérieurs à 80 % du niveau du tarif de référence T_e . Par ailleurs, il limite à trois mois la durée du contrat d'achat conclu avec l'acheteur en dernier recours, renouvelable sous réserve que le producteur démontre qu'il n'a pas réussi à contractualiser avec un agrégateur tiers. Enfin, l'application de ce contrat d'achat suspend le contrat de complément de rémunération sans prolongation de sa durée.

606. En outre, le mécanisme de l'acheteur en dernier recours ne visant que l'impossibilité de vendre l'électricité produite sur le marché, l'article R.314-52 du code de l'énergie précise, contrairement cependant à ce qui était prévu lors de l'adoption de la LTECV⁴⁸⁰, que l'acheteur en dernier recours n'est pas subrogé au producteur pour la valorisation des garanties de capacité. La déduction de la valorisation des garanties de capacité continue donc à s'effectuer conformément aux articles R.314-40 et R.314-48 du code de l'énergie, c'est-à-dire en prenant en compte les garanties valorisables et non les garanties effectivement valorisées.

2) Des possibilités de renouvellement du bénéfice des mécanismes de soutien

607. Le principe, posé tant par les articles L.314-2 et L.314-21 du code de l'énergie que par l'article L.314-19 du même code, est que les installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un dispositif de soutien, afin de préserver le caractère transitoire du

⁴⁷⁹ JORF, Sénat, Session extraordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du vendredi 10 juillet 2015, p. 7627.

⁴⁸⁰ *Ibid.*, p. 7627.

soutien et inciter à l'intégration progressive des énergies renouvelables au marché, une fois les filières matures et compétitives⁴⁸¹. Plusieurs dérogations sont cependant prévues.

a) Des possibilités de renouvellement en cas de rentabilité insuffisante des installations

608. Premièrement, plusieurs dérogations permettent à certaines catégories d'installations de bénéficier plusieurs fois de dispositifs de soutien si leur absence les empêche d'être suffisamment rentables pour continuer à fonctionner.

609. Tout d'abord, les articles L.314-2 et 21 du code de l'énergie prévoient que des installations situées sur le territoire métropolitain continental et qui sont amorties peuvent bénéficier plusieurs fois d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération, « *tant que le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière reste supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles celle-ci est éligible* ».

610. Aux termes des articles D.314-16 et 25 du même code, cette dérogation ne s'applique qu'aux installations de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux implantées sur le territoire métropolitain continental. Ces installations peuvent donc bénéficier du renouvellement d'un contrat d'achat pour celles d'une puissance installée strictement inférieure à 500 KW, ou d'un contrat de complément de rémunération pour celles d'une puissance installée supérieure ou égale à 500 kilowatts. En effet, cette dérogation a été établie essentiellement pour répondre aux besoins de la filière de la biomasse⁴⁸², en vue de tirer parti d'une possibilité ouverte par les LDAEE 2014⁴⁸³. Celles-ci admettent la possibilité d'octroi d'une aide aux centrales à biomasse existantes même après amortissement des installations pour prendre en compte le fait que cette filière a une structure de coûts différente de celle des autres filières. Elle se caractérise par des investissements relativement faibles mais des coûts d'exploitation élevés, qui risquent de rendre l'exploitation non rentable même après l'amortissement des installations. L'objectif est également d'éviter que ces centrales ne recourent à des combustibles fossiles à la place de la biomasse comme moyens de production si cette utilisation est plus rentable. En conséquence, la Commission admet qu'une aide soit octroyée après l'amortissement des installations dans deux cas, si l'Etat membre apporte la preuve que les coûts d'exploitation supportés par le bénéficiaire après amortissement des installations

⁴⁸¹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 491.

⁴⁸² JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 236^e séance, Compte rendu intégral, 2^e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4855 et amendement n° 958.

⁴⁸³ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 132 à 134.

demeurent plus élevés que le prix du marché pour l'énergie concernée, ou s'il apporte la preuve qu'indépendamment du prix du marché pour l'énergie concernée, l'utilisation de combustibles fossiles comme moyens de production est plus avantageuse sur le plan économique que l'utilisation de biomasse. En outre, plusieurs conditions cumulatives sont requises. L'aide doit être uniquement octroyée sur la base de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, elle doit compenser la différence entre les coûts d'exploitation supportés par le bénéficiaire et le prix du marché ou bien la différence de coûts d'exploitation supportée par le bénéficiaire du fait de l'utilisation de la biomasse au lieu de combustibles fossiles, et un mécanisme de contrôle doit être mis en place pour surveiller l'évolution des coûts d'exploitation.

611. Le législateur a décidé de mettre en œuvre dans le droit interne cette possibilité, en raison de sa rentabilité du point de vue des finances publiques. En effet, dans la mesure où la rémunération obtenue dans le cadre de ces renouvellements doit être adaptée aux nouvelles conditions économiques de fonctionnement des installations, le coût pour la collectivité est moindre que celui qui résulterait du démantèlement d'une installation existante et de la construction d'une nouvelle bénéficiant du soutien public⁴⁸⁴. Étant donné que les motifs de cette dérogation sont structurels, il est précisé que le renouvellement du contrat d'achat est possible « *tant que ces coûts restent supérieurs aux recettes* » afin de permettre aux installations amorties de bénéficier de plusieurs contrats d'achat successifs⁴⁸⁵, même si la contradiction entre ces dispositions et la perspective d'énergies renouvelables parfaitement rentables à court terme sans subventionnement public n'a pas manqué d'être relevée⁴⁸⁶.

612. Ensuite, l'article L.314-19 du code de l'énergie prévoit que peuvent bénéficier du complément de rémunération, après avoir déjà bénéficié d'un dispositif d'obligation d'achat, des installations qui sont amorties, tant que le niveau des coûts d'exploitation d'une installation performante représentative de la filière reste supérieur au niveau de l'ensemble de ses recettes, y compris les aides financières et fiscales auxquelles celle-ci est éligible. Cette disposition renvoie à un décret le soin de préciser les conditions dans lesquelles ces installations peuvent bénéficier, à la demande de l'exploitant, du complément de rémunération.

613. La rédaction de cette disposition paraît logique en raison de sa proximité avec celle de l'article L.314-21 du code de l'énergie, laquelle ne pose pas non plus de limite au nombre de renouvellement pour les installations qui sont dès l'origine sous complément de rémunération⁴⁸⁷. Cependant, elle est en réalité révélatrice d'une importante divergence de vues sur la finalité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

⁴⁸⁴ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du sénat, p. 114.

⁴⁸⁵ Rapport n° 3004 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale, p. 19.

⁴⁸⁶ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du sénat, p. 114.

⁴⁸⁷ Sénat, JORF, Compte-rendu intégral, Séance du mardi 24 janvier 2017, p. 769.

Derrière la question du renouvellement du soutien se pose en effet la question de la maîtrise publique du secteur de l'énergie à long terme.

614 Cette disposition précisait initialement, dans sa rédaction issue de l'article 104 de la LTECV, que ces installations ne pourraient bénéficier qu'une seule fois du complément de rémunération, restriction justifiée par la vocation transitoire du soutien apporté, l'objectif étant de parvenir in fine à une intégration complète au marché sans subventionnement⁴⁸⁸. Pour le législateur, la limite d'un seul renouvellement devait ainsi permettre de diminuer la CSPE progressivement, sur dix-huit ans et vingt-cinq ans⁴⁸⁹.

615 Plusieurs motifs poussaient cependant à supprimer cette restriction. Tout d'abord, sur le plan économique et procédural, il paraissait opportun de permettre un renouvellement à plusieurs reprises sous condition d'investissement, afin de prolonger l'exploitation de sites ayant déjà fait la preuve de leur productivité et ayant déjà passé l'étape des procédures environnementales⁴⁹⁰. Par ailleurs, en termes de planification des investissements, le Gouvernement voyait dans la possibilité de renouvellements successifs le moyen de donner un signal à long terme favorable aux investissements dans les filières nécessitant des capitaux importants et de longues durées d'amortissement, notamment la filière de l'éolien en mer⁴⁹¹. En outre, la possibilité d'un soutien renouvelé plus d'une fois devait permettre de préserver à l'Etat une marge de manœuvre dans l'hypothèse où l'évolution des coûts imposerait de conserver un cadre alliant prix de marché et complément de rémunération⁴⁹².

616 Cette position a finalement primé, le Gouvernement ayant supprimé cette disposition par l'article 6 de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, en dépit des protestations de principe du Sénat contre une telle pratique⁴⁹³. De même, la Commission des affaires économiques du Sénat a souhaité sans succès la rétablir dans la loi de ratification « *afin de rappeler que l'objectif est bien de parvenir in fine à une intégration complète au marché, sans subventionnement, et de réaffirmer le caractère nécessairement transitoire du complément de rémunération le caractère transitoire du bénéfice du complément de rémunération* »⁴⁹⁴.

⁴⁸⁸ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 489.

⁴⁸⁹ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1854.

⁴⁹⁰ *Ibid.*, p. 1851.

⁴⁹¹ *Ibid.*, p. 1852.

⁴⁹² *Ibid.*, p. 1854.

⁴⁹³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 et n° 2016-1059 du 3 août 2016, p. 85.

⁴⁹⁴ *Ibid.*, p. 23.

617. Tant pour des raisons économiques de limitation du coût pour la collectivité que politiques de préservation de la capacité de l'Etat d'apporter à l'avenir un soutien aux filières les plus capitalistiques, c'est donc le choix de l'alignement de l'article L.314-19 du code de l'énergie sur logique de l'article L.314-21 de ce code qui a été fait⁴⁹⁵. À ce jour, aux termes de l'article D.314-24 du code de l'énergie, sont éligibles à cette dérogation les installations de production implantées sur le territoire métropolitain continental utilisant à titre principal le biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux d'une puissance installée supérieure ou égale à 500 kilowatts.

b) Des possibilités de renouvellement sous condition de localisation ou d'investissement

618. Deuxièmement, plusieurs dérogations permettent à certaines catégories d'installations de bénéficier plusieurs fois de dispositifs de soutien, soit sous condition d'investissement, soit en raison de leur localisation.

619. Tout d'abord, l'article L.314-19 du code de l'énergie prévoit que peuvent bénéficier du complément de rémunération des installations qui s'engagent à réaliser un programme d'investissement défini par arrêté. Cette possibilité de renouvellement vise à augmenter la durée de vie des parcs existants, en incitant les investisseurs à mettre leurs installations aux normes, voire à mettre en œuvre les innovations technologiques apparues au cours de leurs contrats. Notamment, ce dispositif intervient dans un cadre marqué par un besoin de renouvellement et de sécurisation des installations hydroélectriques⁴⁹⁶.

620. Cette disposition a fait l'objet d'importantes critiques. Il a tout d'abord été fait valoir que la seule condition d'un nouveau « programme d'investissement » serait trop imprécise pour garantir l'absence d'effet d'aubaine⁴⁹⁷. Par ailleurs, la condition similaire qui avait été introduite par la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité pour le renouvellement des contrats d'obligation d'achat des petites installations hydroélectriques, appréciée de manière trop souple, aurait permis aux investisseurs de réaliser « *de substantiels retours sur investissement* »⁴⁹⁸. En pratique cependant, le décret d'application de cette dérogation, codifié à l'article D.314-23-1 du code de l'énergie, ne vise dans le domaine des énergies renouvelables que les installations hydroélectriques d'une puissance installée strictement inférieure à 1 MW.

⁴⁹⁵ Sénat, JORF, Compte-rendu intégral, Séance du mardi 24 janvier 2017, p. 769.

⁴⁹⁶ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1852

⁴⁹⁷ Avis n° 236 fait au nom de la commission des finances du Sénat, p. 49.

⁴⁹⁸ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1850.

621. Ensuite, l'article L.314-2 du code de l'énergie prévoit que, par dérogation, peuvent bénéficier plusieurs fois d'un contrat d'obligation d'achat des installations situées dans les ZNI, dont la liste et les caractéristiques sont définies par décret parmi les installations mentionnées aux 1° à 7° de l'article L.314-1 du même code. Ce décret n'a pas encore été adopté. Dans une telle éventualité, la CRE estime que, étant donné l'hétérogénéité des coûts et la diversité des conditions d'exploitation des différentes filières dans les ZNI, la possibilité de conclure un second contrat d'obligation d'achat devrait être réservé aux installations photovoltaïques de petite puissance. En revanche les autres installations devraient basculer dans « *le régime du contrat de gré à gré placé sous le contrôle de la CRE* », afin de permettre la définition d'un niveau de soutien adapté aux spécificités de l'installation. En outre, elle préconise que ce second contrat n'ait pas pour objet de rémunérer un investissement mais seulement d'éventuels travaux d'entretiens et de renouvellement, et que les charges engendrées ne soient pas supérieures à celles qu'aurait induites le soutien à une installation neuve⁴⁹⁹.

De la même manière, l'article L.314-21 du code de l'énergie permet aux installations hydroélectriques dont les caractéristiques sont définies par décret et qui s'engagent à réaliser un programme d'investissement défini par arrêté de bénéficier plusieurs fois d'un contrat de complément de rémunération. Là encore, ce décret n'a pas encore été adopté.

622. Enfin, la rédaction de l'article L.314-2 du code de l'énergie issue de l'article 104 de la LTECV avait conservé une dérogation préexistante, s'appliquant « *aux contrats d'achat d'une durée de quinze ans, qui arrivent à échéance à partir de 2012, dont bénéficient les installations de production hydroélectrique qui pourront être renouvelées une fois à leur échéance aux mêmes conditions et pour une durée de quinze ans, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement défini par arrêté* ». Cette dérogation a cependant été supprimée par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 car devenue sans objet. En effet selon le Gouvernement, les installations hydroélectriques concernées avaient quasiment toutes obtenu un second contrat de quinze ans entre 2012 et 2017⁵⁰⁰, et ces installations basculeront ensuite dans le régime de l'article L.314-19 du code de l'énergie, qui permet de bénéficier d'un complément de rémunération sous condition d'investissement.

II/ Un régime juridique renforçant la capacité de pilotage de la politique énergétique et visant au maintien de la rentabilité des installations

⁴⁹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁵⁰⁰ Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016.

623. Le cadre juridique de la mise en place elle-même des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a également été redéfini. Il s'agit d'une part des dispositions qui distinguent les installations éligibles au mécanisme de l'obligation d'achat de celles éligibles au complément de rémunération, et d'autre part des dispositions qui répartissent les compétences quant à la fixation du niveau de soutien octroyé aux installations éligibles.

624. La mise en œuvre réglementaire de cet aspect de la réforme des mécanismes de soutien initiée par la LTECV résulte de la rencontre de plusieurs considérations. Elle est tout d'abord un support juridique essentiel pour les deux objectifs poursuivis par le législateur. À ce titre elle est premièrement le moyen pour les autorités françaises de faire de ces systèmes des instruments du renforcement de la capacité de pilotage par l'Etat du développement des énergies renouvelables.

Les dispositions adoptées donnent ainsi une réalité sur le plan normatif aux dispositions de l'article premier de cette loi réaffirmant l'importance du principe de planification par l'Etat, tout en tenant compte de la place importante donnée aux collectivités locales par ce même article. Elle est deuxièmement un outil de réalisation de l'objectif également poursuivi par le législateur d'assurer le développement des différentes filières de production d'énergie renouvelable au moindre coût pour la collectivité.

La définition du cadre juridique de la mise en place des mécanismes de soutien est ensuite un support juridique essentiel de la mise en œuvre du principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité.

625. La réforme des mécanismes de soutien effectivement mise en place établit donc un équilibre entre ces différentes considérations. D'un côté elle renforce la place du pouvoir réglementaire dans le pilotage de la politique énergétique, tout en prenant davantage en compte la dimension territoriale dans la mise en place des mécanismes de soutien (A). D'un autre côté elle limite autant que possible l'impact du passage au mécanisme du complément de rémunération sur la rentabilité des installations (B).

A/ Un renforcement tempéré du pouvoir réglementaire dans la mise en place des mécanismes de soutien

626. La réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien s'est accompagnée d'une évolution des compétences des diverses autorités publiques, en vue de renforcer la capacité du pouvoir réglementaire à piloter le développement des énergies renouvelables au moyen de ces mécanismes. Cependant, ce transfert de compétence ne s'est pas effectué de manière univoque. En effet, l'effectivité de ce pouvoir réglementaire doit tout d'abord être considérée en prenant en compte l'influence que peut avoir la Commission de régulation de l'énergie par ses avis. Ensuite, l'activité de structuration des mécanismes de soutien a été

organisée de telle manière qu'il intègre dans son exercice, à des degrés divers, une dimension territoriale.

627. L'organisation des compétences qui résulte de la LTECV et des dispositions réglementaires d'application montre un accroissement des compétences du pouvoir réglementaire dans l'organisation de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, potentiellement tempéré par un pouvoir d'influence de la Commission de régulation de l'énergie (1), mais aussi une réorganisation de ces compétences par un mouvement de territorialisation et de décentralisation des mécanismes de soutien (2).

1) Un accroissement des compétences du pouvoir réglementaire dans l'organisation du système de soutien

628. L'ordonnancement juridique qui résulte de la LTECV se traduit par un accroissement des compétences du pouvoir réglementaire dans l'organisation de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, afin d'assurer à cette dernière une capacité d'adaptation que la rigidité inhérente à la loi ne pouvait lui conférer. Cependant, cette évolution de la répartition des compétences favorable au pouvoir réglementaire pourrait être équilibrée par un pouvoir d'influence de la CRE auprès de la Commission.

629. L'adoption de la LTECV a été marquée par un débat important portant sur la question de savoir si la liste devait être fixée par la loi ou par décret⁵⁰¹.

630. La loi définissait jusque-là la liste des installations bénéficiant de l'obligation d'achat. Au contraire, l'article 104 de la LTECV distingue d'un côté les filières de production d'énergie renouvelable pouvant bénéficier de ce mécanisme de soutien, qui « *est et restera inscrite dans la loi* », suivant les termes du ministre chargé de l'énergie⁵⁰², et d'un autre côté les catégories d'installations éligibles, au sein de ces filières, dont « *la liste et les caractéristiques* » sont fixées par décret⁵⁰³.

631. Cette répartition vise à permettre au pouvoir réglementaire de « *déterminer sur la base de quels critères telle ou telle unité de production d'énergie renouvelable bénéficiera*

⁵⁰¹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 438 et suiv.

⁵⁰² JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1846.

⁵⁰³ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7095.

soit du complément de rémunération soit de l'obligation d'achat »⁵⁰⁴ pour maintenir une certaine adaptabilité de la répartition des installations entre les deux mécanismes de soutien, notamment pour pouvoir ajuster la liste des installations relevant de chaque filière en fonction des évolutions technologiques⁵⁰⁵. La LTECV ne laisse subsister comme rigidité que celle, inévitable du fait du besoin d'une base juridique au pouvoir réglementaire, qui impose de modifier la loi pour ajouter une catégorie nouvelle d'installations à la liste de celles pouvant bénéficier d'un mécanisme de soutien. Cette possibilité vise à couvrir l'hypothèse de l'émergence de nouvelles techniques de production d'énergie renouvelable⁵⁰⁶.

632 Le débat parlementaire a également permis de préciser la manière dont ces dispositions devaient être entendues. La lettre des articles L.314-1 et 18 du code de l'énergie n'imposent pas expressément au pouvoir réglementaire d'inclure toutes les catégories listées à l'article L.314-1 de ce code dans l'un ou l'autre mécanisme de soutien. L'esprit de la loi, suivant le ministre chargé de l'énergie, est cependant que ce décret « *a pour unique objet de répartir les installations entre le système d'obligation d'achat et le mécanisme de complément de rémunération* » et « *n'aura aucunement pour objet d'éliminer des catégories éligibles au mécanisme de soutien* »⁵⁰⁷.

633 À côté de cette évolution de la répartition des compétences entre pouvoirs législatif et réglementaire, la LTECV a également réformé les missions de la CRE et la répartition des compétences entre celle-ci et le ministre chargé de l'énergie.

634 Le cadre juridique mis en place par la LTECV confie plusieurs types de missions à la Commission de régulation de l'énergie.

635 Premièrement, les articles L.314-4 et 20 du code de l'énergie prévoient que la CRE rende un avis avant l'adoption des arrêtés tarifaires par le ministre chargé de l'énergie. Celle-ci est ainsi amenée à contrôler d'une part que le niveau de l'aide octroyée n'excède pas une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à l'exploitation des installations visées, et d'autre part à rendre un avis sur les éléments qui doivent être pris en compte dans les « conditions » du contrat d'achat ou du complément de rémunération. En pratique toutefois, si les dispositions du code de l'énergie distinguent « niveau » et « conditions » de l'aide, les premiers avis de la CRE montrent que celle-ci ne traite pas de manière spécifique chacun de ces éléments, mais les analyse en tant que de besoin au travers

⁵⁰⁴ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1846.

⁵⁰⁵ *Ibid.*, p. 1846.

⁵⁰⁶ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7095.

⁵⁰⁷ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1846.

de son examen du respect du critère de non-dépassement d'une rémunération raisonnable des capitaux.

636. Deuxièmement, la CRE a également pour mission de veiller au maintien de l'adaptation des niveaux des tarifs d'achat et des compléments de rémunération avec la réalité économique des filières concernées. Conformément aux articles L.314-4 et 20 du code de l'énergie, l'article R.314-12-1 de ce code dispose que les conditions d'achat et les conditions de complément de rémunération figurant dans les arrêtés de filières sont réexaminées annuellement, et potentiellement révisées. Ces révisions, qui s'appliquent qu'aux demandes complètes de contrat à venir, prennent en compte le niveau des coûts et des recettes des installations performantes et représentatives des filières au moment de la révision, ainsi que, le cas échéant, les résultats d'audits menés par la CRE. Pour faciliter ces audits, l'article R.314-14 du code de l'énergie impose aux exploitants des installations de puissance installée supérieure à 100 kW de transmettre chaque année à la CRE le détail des coûts et des recettes relatifs à leurs installations et de tenir à sa disposition les documents contractuels et comptables justifiant ces données. Seule l'obligation de tenir ces documents à sa disposition s'impose en revanche aux exploitants des installations de puissance installée inférieure ou égale à 100 kW.

Enfin, l'article L.314-14 du code de l'énergie prévoit que, lorsque le développement d'une filière de production est inférieur aux objectifs inscrits dans les volets de la PPE, la CRE peut être saisie par un président d'une ZNI pour rendre un avis sur l'adéquation des conditions d'achat aux coûts d'investissement et d'exploitation des installations.

637. Troisièmement, la CRE intervient au stade de la mise en place du cadre réglementaire relatif aux mécanismes de soutien.

Conformément à l'article L.314-27 du code de l'énergie, elle rend un avis avant la prise du décret en Conseil d'Etat relatif aux conditions et les modalités de fonctionnement des mécanismes de l'obligation d'achat et du complément de rémunération.

De même, l'article L.314-14-1 du code de l'énergie prévoit que les conditions de mise aux enchères par le ministre chargé de l'énergie de garanties d'origine liées aux installations bénéficiant d'un mécanisme de soutien sont précisées par décret appris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Enfin, l'article R.314-50 du code de l'énergie prévoit que tous les deux ans la CRE remet un rapport au ministre chargé de l'énergie relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération.

638. Dans ces trois missions, la CRE n'est chargée que de rendre des avis simples, que le pouvoir réglementaire n'est pas tenu de suivre. Le rôle de la CRE a été nettement rappelé lors de la discussion de la LTECV⁵⁰⁸. Dans la continuité de sa position lors de la

⁵⁰⁸ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 461.

discussion de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, l'opposition à l'Assemblée nationale souhaitait attribuer à la CRE la compétence de fixer les critères du complément de rémunération, au motif qu'elle dispose de l'expertise et des données pour le faire, et ne réserver qu'un droit de veto au ministre chargé de l'énergie. Cette option a été rejetée par la majorité, qui a défendu le principe selon lequel la définition de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable et des conditions de son développement incombe à l'Etat et au Parlement. Suivant la déclaration du ministre de l'énergie, « *la CRE est saisie pour avis : elle ne décide pas de la stratégie énergétique du pays* »⁵⁰⁹.

639. Cependant, la pratique montre que la Commission européenne se fonde largement sur les avis de la CRE pour rendre ses décisions dans le cadre de la procédure de notification des mécanismes de soutien au titre du droit des aides d'Etat.

640. D'une part, la Commission s'appuie fréquemment sur les audits et avis de la CRE dans son analyse des estimations de rentabilité des installations d'une filière présentées par les autorités françaises, soit pour demander des justifications supplémentaires, soit pour les conforter. Dans sa décision SA.47205 (2016/N) relative à l'arrêté tarifaire éolien, la Commission s'est ainsi appuyée sur les données économiques de 39 projets audités par la CRE dans le cadre de son rapport sur les coûts des énergies renouvelables remis en avril 2014 pour estimer le coût actualisé de l'énergie pour un projet éolien moyen⁵¹⁰. De même, dans sa décision SA.47623 (2017/N) relative à l'arrêté tarifaire photovoltaïque « métropole », la Commission a mis en regard le taux de rendement interne (TRI) proposé par les autorités françaises avec le TRI de référence proposé par la CRE à partir de l'analyse des données recueillies au cours des appels d'offres antérieurs, imposant aux autorités françaises de démontrer la nécessité de viser un TRI différent de celui de la CRE⁵¹¹. En sens inverse, la Commission s'appuie dans d'autres décisions sur le fait que le TRI proposé par les autorités françaises soit considéré par la CRE comme le rendement normal pour fonder son acceptation⁵¹².

641. D'autre part, la Commission européenne semble lier étroitement le respect du critère de proportionnalité de l'aide aux conséquences que les autorités françaises tirent des audits de la CRE. Elle indique ainsi que la limitation de l'aide à la différence entre les coûts production moyen actualisé et le prix du marché est garantie notamment par l'analyse annuelle réalisée par la CRE des conditions économiques de fonctionnement des installations et, le cas échéant, par l'actualisation régulière du tarif⁵¹³. Elle prend également en compte

⁵⁰⁹ *Ibid.*, Tome I, p. 461.

⁵¹⁰ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205 (2016/N), C(2017) 3127, point 29.

⁵¹¹ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47623 (2017/N), C(2017) 3135 final, point 42.

⁵¹² Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.43780 (2015/N), C(2016) 8498 final, points 88 et 107.

⁵¹³ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47205 (2016/N), C(2017) 3127, point 29.

pour admettre la proportionnalité de l'aide le fait que les autorités françaises aient confirmé que le tarif serait adapté s'il était constaté que le soutien aboutissait à une rentabilité trop importante⁵¹⁴.

642 La qualité d'aide d'Etat des mécanismes de soutien et l'obligation de notification qui en découle confèrent ainsi aux avis et audits de la CRE un poids réel plus important que celui qui résulte de leur qualification d'avis simple par le code de l'énergie. La mise en œuvre du nouveau régime de soutien à la production d'électricité renouvelable est encore trop récente pour en constater les effets, mais les conséquences qu'auront les éventuels premiers audits de la CRE constatant une décorrélation entre les niveaux d'aide et les conditions économiques de filières permettront de les évaluer.

2) Un mouvement modéré de territorialisation et de décentralisation des mécanismes de soutien

a) Des mécanismes de soutien partiellement territorialisés

643 Dès 2009, le rapport Poignant sur l'énergie photovoltaïque préconisait la déclinaison géographique et la régionalisation des tarifs d'achat, en considérant la répartition uniforme des technologies comme essentielle pour des motifs d'aménagement du territoire et de bon développement de la filière. Il soulignait déjà que la principale question que pose cette option consiste en la gestion des effets de seuil entre les zones tarifaires qui seraient définies⁵¹⁵. De même, la doctrine juridique a souligné l'inadéquation existante entre la pratique des arrêtés tarifaires nationaux et la nécessité de tenir compte de la localisation des installations de production. En effet, tous les arrêtés tarifaires en vigueur au moment de l'adoption de la LTECV, à l'exception de ceux applicables aux filières de la géothermie⁵¹⁶ et de la biomasse⁵¹⁷, étaient d'application uniforme sur le territoire. Or, selon ce courant, étant donné que les caractéristiques des territoires présentent des différences marquées selon les régions, particulièrement en métropole entre les régions nord et le sud, ou au niveau national entre la métropole et les territoires d'outre-mer, il est incohérent de conserver une uniformité géographique des régimes et d'aide. Ainsi, « *chaque territoire devrait voir les tarifs d'achat*

⁵¹⁴ Décision de la Commission, Aide d'Etat SA.47623 (2017/N), C(2017) 3135 final, point 87.

⁵¹⁵ Rapport n° 1862 déposé par la commission des affaires économiques sur l'énergie photovoltaïque, p. 75.

⁵¹⁶ Arrêté du 23 juillet 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines.

⁵¹⁷ Arrêté du 20 novembre 2009 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse issue de la canne à sucre par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat dans les départements d'outre-mer et à Mayotte.

adaptés à ses caractéristiques, dans un souci de performance du mécanisme, et in fine, de développement des énergies de sources renouvelables plus efficace »⁵¹⁸. Ce besoin de territorialisation se traduit dans les faits par le lancement, à côté des régimes d'aides nationaux, d'appels à projet dans le secteur de la production d'énergies renouvelables par certaines collectivités locales. Cette « procédure hybride », intermédiaire entre la subvention directe et l'appel d'offres au sens du droit de la commande publique⁵¹⁹, et très proche de l'appel d'offres au sens du code de l'énergie, permet à des collectivités locales de soutenir financièrement le développement de la production d'énergie renouvelable sur leurs territoires. Ainsi par exemple la région Ile-de-France a-t-elle lancé avec l'ADEME plusieurs appels à projets pour le développement d'unités de méthanisation⁵²⁰.

644. La LTECV a répondu en partie au besoin de décentralisation, en modifiant le cadre juridique du mécanisme d'obligation d'achat pour traduire la volonté, énoncée par son article 203, que « *l'Etat, les collectivités territoriales et les entreprises prennent en compte les spécificités des zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, notamment l'importance des économies d'énergie et du développement des énergies renouvelables (...)* » et donner toute leur effectivité aux PPE spécifiques aux différentes ZNI. L'objectif est de prendre ainsi en compte les facteurs qui expliquent que les coûts de production des installations d'énergies renouvelables dans les ZNI sont, en général, plus élevés qu'en métropole, à savoir les coûts du raccordement, les conditions cycloniques et sismiques et le seuil de déconnexion, et qui entraînent un rythme de développement inférieur à celui de la métropole⁵²¹.

645. D'une part, l'article L.314-4 du code de l'énergie a été modifié pour autoriser l'adoption de tarifs d'achats spécifiques aux ZNI.

646. D'autre part, un principe similaire prévaut en matière d'organisation des procédures de mise en concurrence depuis la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. L'article L.311-10 du code de l'énergie prévoit ainsi que l'autorité administrative peut recourir à une procédure de mise en concurrence lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPE, « *notamment ceux concernant (...) la localisation géographique des installations* ».

⁵¹⁸ Darson (A), *Transition énergétique et transition juridique : le développement des énergies de sources renouvelables en France*, Thèse, Université de Bordeaux, 2015, p. 165.

⁵¹⁹ Centre d'analyse stratégique, *Les appels à projets : application aux politiques de l'emploi*, La note d'analyse Travail emploi, n° 256, décembre 2011.

⁵²⁰ Règlement de l'appel à projets pour le développement d'unités de méthanisation en Île-de-France 2017-2018 - 4ème session, Région Ile-de-France et ADEME.

⁵²¹ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 449, Amendement n° 1878.

647. En revanche ce mouvement de territorialisation reste limité aux ZNI, sans concerner la métropole elle-même, qui reste une zone tarifaire unique, et en pratique à ce jour seule la filière photovoltaïque a été concernée par l'adoption d'un arrêté tarifaire spécifique aux ZNI⁵²².

b) Une amorce de décentralisation des mécanismes de soutien

648. Cette territorialisation du mécanisme d'obligation d'achat s'accompagne d'une amorce de « décentralisation ». Tandis que l'enjeu de la territorialisation est la détermination du niveau adéquat de spécification des mécanismes de soutien, l'enjeu de cette dimension est celui de la détermination du niveau adéquat de décision, entre planification nationale et mise en œuvre au plus près des réalités locales. Une partie des commentateurs ont ainsi défendu la pertinence d'une certaine décentralisation, passant par l'association des collectivités territoriales à l'élaboration des arrêtés tarifaires et des procédures de mise en concurrence, afin de prendre le mieux possible en compte les problématiques et contraintes locales⁵²³. Allant plus loin, le Rapport de la délégation aux outre-mer sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte estimait que « *c'est plutôt le niveau local – et spécialement le niveau régional – qui paraît être le niveau décisionnel le plus approprié pour la définition de stratégies* » dans les domaines d'énergie, d'aménagement du territoire ou d'environnement⁵²⁴.

649. La LTECV a pris en compte cet enjeu en associant les présidents des collectivités locales des ZNI à la mise en œuvre des mécanismes de soutien sur leurs territoires.

Ainsi, l'article L.314-4 du code de l'énergie prévoit que les arrêtés tarifaires spécifiques aux ZNI sont adoptés par les ministres de l'énergie et des Outre-mer sur demande des présidents de région, de département ou de collectivité, et l'article L.311-11-1 du même code dispose qu'en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte, à La Réunion et aux îles Wallis et Futuna, le président de la collectivité est associé à la définition des modalités de la procédure de mise en concurrence.

⁵²² Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion.

⁵²³ Voir sur ce point : Darson (A), *Transition énergétique et transition juridique : le développement des énergies de sources renouvelables en France*, Thèse, Université de Bordeaux, 2015, p. 167.

⁵²⁴ Rapport d'information n° 2197 fait au nom de la délégation aux outre-mer sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 28.

Par ailleurs, les présidents de ces collectivités disposent de moyens pour alerter l'autorité administrative des nécessités d'évolutions des mécanismes de soutien appliqués sur leurs territoires. Ainsi, lorsque le développement d'une filière est inférieur aux objectifs de la PPE, l'article L.314-4 du code de l'énergie leur permet de solliciter l'avis de la CRE sur l'adéquation des conditions d'achat prévues par les arrêtés tarifaires aux coûts d'investissement et d'exploitation des installations, et l'article L.311-11-1 du code de l'énergie leur permet de demander à l'autorité administrative l'organisation de la procédure de mise en concurrence pour les filières en retard sur la trajectoire de développement prévu. Dans ce dernier cas, si l'organisation d'une telle procédure peut être refusée, ce refus doit faire l'objet d'un avis motivé des ministres chargés de l'énergie, de l'économie et des outre-mer.

B/ Un recours aux mécanismes de soutien visant à maintenir la rentabilité de certaines catégories d'installations

60. La LTECV a renvoyé au pouvoir réglementaire la décision de recourir au mécanisme de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération pour soutenir chaque filière, et à l'intérieur de chaque filière chaque type d'installation. L'exercice de cette compétence par le pouvoir réglementaire s'inscrit dans un environnement juridique et politique contraint. D'un côté s'exerce une pression de la Commission européenne en vue de faire de cette répartition un vecteur de diminution de l'impact des mécanismes de soutien sur le fonctionnement du marché de l'électricité. D'un autre côté, la mise en œuvre de cette répartition est orientée par le pouvoir législatif national vers deux objectifs différents, d'une part à assurer le développement des différentes filières de production d'énergie renouvelable au moindre coût pour la collectivité et d'autre part garantir aux producteurs une rentabilité minimale.

61. Il semble, au terme de l'analyse des choix effectués par le pouvoir réglementaire, que le principe de garantie de la rentabilité des installations l'emporte sur celui de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité. En effet, la répartition des installations entre les deux mécanismes de soutien applique strictement le cadre établi par les LDAEE 2014 (1), tandis que le pouvoir réglementaire a veillé à aménager le passage du régime de contrat d'achat au régime de complément de rémunération en vue de maintenir la rentabilité de certaines catégories d'installations (2).

1) Un usage des mécanismes de soutien dépendant de la politique de la Commission

62. L'article L.314-1 du code de l'énergie se limite à énumérer les catégories d'installations parmi lesquelles il revient au pouvoir réglementaire de préciser par décret la liste et les caractéristiques des installations ouvrant droit à la conclusion d'un contrat

d'obligation d'achat. De même, l'article L.314-18 du même code prévoit que le pouvoir réglementaire précise par décret la liste et les caractéristiques des installations ouvrant droit à un contrat de complément de rémunération parmi les catégories listées à l'article L.314-1.

653. La répartition des installations entre les deux mécanismes a été effectuée par le décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 codifié aux articles D.314-15 et D.314-23 du code de l'énergie d'une part, et par la pratique des procédures de mise en concurrence d'autre part. En pratique, le pouvoir réglementaire a appliqué strictement les seuils définis par les LDAEE 2014 au-delà desquels « *l'aide est octroyée sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché* », sans étendre ce type de mécanisme de soutien au-delà de ce qui est imposé par la Commission.

654. Les LDAEE 2014 imposent en effet, à partir du 1^{er} janvier 2016, d'octroyer les aides en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité directement sur le marché⁵²⁵. Toutefois, leurs dispositions permettent de ne pas appliquer ces règles aux installations d'une capacité de production d'électricité installée inférieure à 500 kW, aux projets de démonstration, et, pour la filière éolienne, lorsque la capacité d'électricité installée est de 3 MW ou de 3 unités de production⁵²⁶.

655. Le choix a donc été fait, dans la majeure partie des cas, de conserver le système de l'obligation d'achat, en métropole jusqu'au seuil autorisé par les LDAEE 2014, et à l'ensemble des installations en ZNI, où, conformément à l'article L.314-18 du code de l'énergie, le dispositif de complément de rémunération ne s'applique pas. Le système du complément de rémunération n'est donc appliqué qu'au-delà des seuils imposés par les LDAEE 2014, et uniquement aux installations métropolitaines.

656. En revanche, l'exemple de la filière éolienne est révélateur de la pression exercée par la Commission en vue d'imposer l'application stricte des seuils des LDAEE 2014.

657. Les éoliennes à terre, à l'exception de celles implantées en Corse, étaient initialement éligibles aux contrats d'obligation d'achat selon le système du guichet ouvert sans limite de puissance. En effet, la filière éolienne se trouvait lors de l'entrée en vigueur de la LTECV dans une situation juridique particulière au regard du droit de l'Union. À la suite de l'annulation de l'arrêté tarifaire éolien du 17 novembre 2008 par le Conseil d'Etat⁵²⁷ en raison de l'absence de notification de cette aide d'Etat à la Commission, le ministre chargé de l'énergie avait adopté un nouvel arrêté tarifaire, identique à celui annulé, dont la Commission

⁵²⁵ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 124.

⁵²⁶ *Ibid.*, point 125.

⁵²⁷ CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 28052014.

avait confirmé la compatibilité avec les règles de l'UE en matière d'aides d'Etat⁵²⁸. Les LDAEE 2014 prévoyant que les régimes d'aides existant au 1^{er} janvier 2016 ne doivent être adaptés aux règles qu'elles posent « *que lorsque les Etats membres les prolongeront, devront les notifier à nouveau à l'expiration de la période de dix ans ou à l'expiration de la validité de la décision de la Commission ou y apporteront des modifications* »⁵²⁹, le régime d'aide adopté par l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014, octroyant le bénéfice d'un contrat d'obligation d'achat sans limite de puissance, était potentiellement compatible avec elles jusqu'en 2024.

658. Ce régime a cependant été modifié dès 2016, dans la continuité de la LTECV, pour l'aligner sur les règles et seuils des LDAEE 2014. Dans une première phase, il avait été envisagé de conserver le tarif d'achat de l'arrêté du 17 juin 2014 jusqu'en 2018 et de ne faire basculer la filière éolienne dans le système du complément de rémunération qu'à compter de cette échéance⁵³⁰. Dans cette perspective, le décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 rendait les parcs éoliens à terre éligibles aux deux dispositifs selon le système du guichet ouvert, sans limites de puissance. Dans une seconde phase cependant, le rythme de cette transition a été accéléré pour appliquer, autant que possible, les règles des LDAEE 2014 entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, relatives aux modes de fonctionnement des aides, et appliquer au 1^{er} janvier 2017 les règles entrant en vigueur à cette date, relatives au mode d'attribution des aides. En effet, la loi de finances rectificative pour 2015⁵³¹ ayant réformé de la fiscalité énergétique portant sur le financement des charges de service public de l'électricité, la Commission a estimé que cette évolution apportait une modification substantielle au régime d'aide éolien, et imposait donc une nouvelle notification de celui-ci. Dès lors la compatibilité du régime notifié devait être appréciée au regard des LDAEE 2014 en vigueur au moment de sa notification. L'arrêté du 13 décembre 2016 a donc abrogé l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014 et a ouvert aux porteurs de projets ayant déposé leurs demandes complètes de contrat d'achat à partir du 1^{er} janvier 2016 la possibilité de basculer dans un régime du complément de rémunération, avec un complément calculé de manière à leur garantir un revenu équivalent à celui de ce tarif d'achat.

659. Ce régime, adopté le 13 décembre 2016 pour une fin de validité fixée au 31 décembre 2016, n'avait qu'une vocation transitoire, et il était prévu qu'un nouveau cadre de soutien soit mis en place à compter du 1^{er} janvier 2017. Avec quelques mois de retard, celui-ci a été mis en place par le décret n° 2017-676 du 28 avril 2017, qui a retiré la filière éolienne de l'article D.314-15, et par l'arrêté tarifaire du 6 mai 2017. Conformément aux dispositions des LDAEE 2014 applicables à partir du 1^{er} janvier 2017, celui-ci a mis en place un mécanisme

⁵²⁸ Communiqué de presse de la Commission du 27 mars 2014.

⁵²⁹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 250.

⁵³⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 3 novembre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

⁵³¹ Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015.

de complément de rémunération sous guichet ouvert uniquement aux installations éoliennes de six aérogénérateurs au maximum.

2) Un aménagement du passage au complément de rémunération visant à maintenir la rentabilité des installations

660. Dans le cadre du passage progressif du régime de contrat d'achat au régime de complément de rémunération imposé par les LDAEE 2014, le pouvoir législatif a adopté deux ensembles de dispositions, les unes visant à faciliter et encourager le passage d'un système à l'autre, les autres visant à limiter les effets de cette transition sur certaines catégories d'installations. Or, dans la mise en œuvre de ce cadre juridique, il est notable que le pouvoir réglementaire n'a pas, au moins jusqu'à ce jour, appliqué les premières, tandis qu'il a tiré parti des secondes pour éviter les effets néfastes sur la rentabilité des installations que pourrait avoir un passage systématique et trop rapide d'un régime à l'autre.

661. La LTECV contient deux dispositions permettant d'accélérer le basculement de certaines installations ou catégories d'installations du mécanisme de l'obligation d'achat vers celui du complément de rémunération. Cependant, les décrets ou arrêtés d'application n'ont, à ce jour, pas été adoptés par le pouvoir réglementaire.

662. Tout d'abord, afin de limiter le ralentissement de la capacité annuelle installée que risquait d'entraîner le changement de régime d'aide⁵³², il est prévu une dérogation au principe selon lequel les installations qui bénéficient d'un contrat d'achat au titre de l'article L.314-1 de ce code ne peuvent bénéficier du complément de rémunération. L'article L.314-19 du code de l'énergie dispose ainsi que peuvent bénéficier de ce contrat des installations, définies par décret, pour lesquelles les producteurs souhaitent rompre leur contrat d'achat pour un contrat de complément de rémunération sur la durée restante du contrat d'achat initial. Ce décret n'a cependant pas été adopté à ce jour.

663. À cet égard, s'est posée la question de l'opportunité de la réversibilité du choix entre les deux modes de soutien. Il a été proposé d'adapter le modèle allemand, qui permet aux exploitants une réversibilité dans le passage du système de tarif d'achat à celui du complément de rémunération et comprend une prime de gestion d'un montant décroissant dans le temps afin d'encourager les exploitants à expérimenter ce système. Le complément de rémunération aurait ainsi pu faire l'objet d'une période de test pendant laquelle les exploitants des installations auraient pu bénéficier du complément de rémunération sans que leur décision soit irréversible. Une telle disposition a finalement été refusée lors du débat du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, au motif qu'elle aurait entraîné une

⁵³² JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7097.

complexité administrative importante et aurait été incompatible avec les dispositions des LDAEE 2014 s'appliquant à partir du 1^{er} janvier 2016⁵³³. De même, la CRE s'était montrée défavorable à une telle disposition au niveau réglementaire, en considérant qu'un tel dispositif aurait permis aux exploitants d'installations de production existantes d'arbitrer entre les deux mécanismes, ce qui rendrait le système d'aide en général plus coûteux pour la collectivité. Une telle disposition aurait en outre été particulièrement problématique dans le cas d'installations lauréates d'un appel d'offres, puisque le niveau du tarif d'achat octroyé est fondé sur le niveau de rémunération demandé par le producteur lors de la remise de son offre⁵³⁴.

664. Ensuite, l'article L.314-20 du code de l'énergie prévoit que le complément de rémunération fasse l'objet de périodes d'expérimentation « *pour les petits et moyens projets ainsi que pour les filières non matures* », selon des modalités fixées par arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie. Cette disposition a été mise en place sur le fondement des avis respectifs du CESE et du CNTE⁵³⁵, bien que les « filières non matures » ne soient pas visées dans les LDAEE 2014 par l'application obligatoire de ce mécanisme de soutien, que d'autres aides financières sont déjà mises à la disposition des projets innovants, notamment dans le cadre des programmes d'investissements d'avenir⁵³⁶, et que les « petits projets », c'est-à-dire les installations de moins de 500 kilowatts, peuvent continuer à bénéficier du tarif d'achat⁵³⁷. Le législateur en a renvoyé les modalités à des arrêtés des ministres en charge de l'énergie et de l'économie, afin de lui permettre le cas échéant d'élargir et de simplifier ces expérimentations⁵³⁸. Ces arrêtés n'ont cependant pas été pris à ce jour.

665. À côté de ce premier aspect de la LTECV, finalement non mis en œuvre, la politique de transition d'un régime vers l'autre a aussi amené les pouvoirs publics à prévoir un certain nombre de dispositions transitoires afin d'éviter les effets néfastes que pourrait avoir un passage systématique et trop rapide d'un régime à l'autre.

⁵³³ Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 353.

⁵³⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie.

⁵³⁵ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 463, Amendement n° 108.

⁵³⁶ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 14e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du vendredi 10 octobre 2014, p. 7096 et 7097.

⁵³⁷ *Ibid.*, p. 7098.

⁵³⁸ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 236e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4856.

666. Dans cette perspective, l'article 104 de la LTECV dispose, à son paragraphe XIII, que les producteurs qui ont demandé à bénéficier de l'obligation d'achat avant la date d'entrée en vigueur des décrets de mise en œuvre des articles L.314-1 et L.314-18 du code de l'énergie, c'est-à-dire, selon les filières, soit par une demande complète de raccordement soit par une demande complète de contrat d'achat, peuvent bénéficier du régime d'aide antérieur à celui mis en place par cette loi. Cette disposition visait à sécuriser juridiquement la période transitoire avant l'entrée en vigueur du complément de rémunération et éviter que la mise en œuvre du complément de rémunération n'impacte les projets en cours de développement en remettant en cause leur équilibre économique⁵³⁹.

667. Cet article a cependant subordonné le bénéfice de l'obligation d'achat obtenu dans ces conditions à l'achèvement de l'installation dans un délai de dix-huit mois à compter de la date d'entrée en vigueur de ces décrets, tout en permettant au ministre chargé de l'énergie de prolonger ce délai par arrêté « *lorsque les conditions de réalisation des installations le justifient* ». Cette disposition vise à encadrer dans le temps la prolongation des effets du régime de soutien antérieur à la réforme. Il s'agissait d'éviter que les développeurs de projets ne déposent des demandes sans rapports avec le stade d'avancement de leurs projets à la seule fin de leur faire bénéficier du régime d'aide antérieure, et n'affaiblissent ainsi la réalité de la transition d'un régime d'aide à l'autre⁵⁴⁰. Le décret n° 2016-691 du 28 mai 2016, à son article 6, a listé dix catégories d'installations pouvant, sous réserve qu'une demande d'obligation d'achat complète ait été déposée avant le 30 mai 2016, continuer à bénéficier de l'obligation d'achat aux conditions antérieures. Cette dérogation s'applique cependant sous réserve que l'installation soit achevée soit dans un certain délai à compter de la date de demande complète de raccordement par le producteur, variable selon les catégories afin de tenir compte des contraintes propres à chacune, soit dans un délai de dix-huit mois à compter de la date d'entrée en vigueur de ce décret, celle retenue étant la plus tardive des deux.

668. Ces délais d'achèvements ont été prolongés par le décret n° 2016-1726 du 14 décembre 2016 et par le décret n° 2017-1650 du 30 novembre 2017 pour prendre en compte les retards de mise en service du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement et les retards d'achèvement du fait de recours contentieux ou en cas de force majeure. En outre, ces délais ont été par exception prolongés pour certaines filières. Ainsi le décret n° 2017-1650 du 30 novembre 2017 a prolongé de trois à cinq ans le bénéfice de l'obligation d'achat dans les conditions du régime antérieur pour les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale pour lesquelles une demande de raccordement a été déposée avant la date d'entrée en vigueur du décret n° 2016-691 du 28 mai 2016.

⁵³⁹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 494.

⁵⁴⁰ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 236e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4857, amendement n° 955.

Conclusion du chapitre I

69. La mise en œuvre de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable comprend deux grandes dimensions, l'une relative à la mise en place du complément de rémunération, la seconde relative à la définition du cadre juridique de l'emploi par les pouvoirs publics de ces systèmes de soutien.

70. Le législateur a affirmé dans la LTECV une volonté d'aboutir sur cet aspect à un équilibre entre trois principes directeurs, d'une part ceux de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché, et d'autre part celui de garantie de la rentabilité des installations, principe destiné à équilibrer les deux premiers. En revanche, il n'a pas fixé dans ses dispositions la forme précise que devait prendre cet équilibre, soit en raison du caractère programmatique des dispositions de l'article premier, soit par volonté de laisser une importante marge de manœuvre au pouvoir réglementaire afin de faciliter la mise en place d'un cadre juridique à la fois souple, cohérent et correspondant aux évolutions des nécessités techniques et économiques.

71. Dans ce contexte, c'est dans la phase de mise en œuvre de la LTECV que s'est actualisée la réalité de l'équilibre voulu par le législateur.

Cette actualisation montre tout d'abord une volonté constante du pouvoir réglementaire de respecter l'objectif de cet équilibre dans tous les éléments de la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien. Il a ainsi accompagné l'institution du mécanisme de complément de rémunération d'un certain nombre de dispositions visant à garantir la rentabilité des investissements. De même, il a équilibré l'évolution du recours aux différents mécanismes de soutien par un ensemble de dispositions visant à garantir un niveau suffisant de rémunération aux producteurs et à maintenir la capacité de pilotage du développement des énergies renouvelables par les pouvoirs publics.

Si cette actualisation s'avère dans l'ensemble fidèle à l'objectif d'équilibre entre les différents principes directeurs poursuivis par le législateur, l'attitude de compromis observée sur certains points par celui-ci, consistant à ne pas trancher entre les différents objectifs poursuivis par un même instrument juridique et à renvoyer au pouvoir réglementaire le soin d'aboutir à un équilibre entre eux, a pu entraîner de très importantes difficultés dans la mise en œuvre de la loi. Le cas de la prise en compte de la valorisation des garanties d'origine dans le complément de rémunération a ainsi entraîné un long et difficile débat, avant d'aboutir finalement à une solution originale et très éloignée de l'intention originelle du législateur.

Chapitre II : Une réforme de l'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien structurellement instable

672. Le législateur n'a pas, dans la LTECV, établi lui-même d'équilibre entre, d'un côté, le principe de concurrence entre les producteurs et entre les technologies, imposé par la Commission européenne, et, d'un autre côté, le principe du rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique. Cependant, en dépit du silence de la loi sur le principe de concurrence, la nécessité d'assurer la compatibilité du droit interne avec le droit de l'Union européenne n'en impose pas moins son respect au pouvoir réglementaire. Dans ce contexte, il est revenu à celui-ci de réaliser, dans la mise en œuvre de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, un nécessaire équilibre entre ces deux principes, pourtant contradictoires entre eux. L'équilibre instauré par les pouvoirs publics montre que si les autorités françaises ont accepté le principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable pour l'obtention du bénéfice des systèmes de soutien, compatible avec le principe de planification par l'Etat, elles ont en pratique refusé le principe de neutralité technologique, directement contradictoire avec lui, ou du moins ne l'appliquent sous la pression de la Commission que très partiellement et avec une grande réticence.

673. Ainsi, l'application de ce volet de la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables est passée tout d'abord par une réforme importante de l'ordonnancement juridique des systèmes concurrentiels d'attribution des mécanismes de soutien, visant à accroître leur efficacité en restructurant les catégories juridiques utilisées et en adaptant davantage ces procédures aux caractéristiques des projets développés (Section I).

674. L'application de ce volet de la réforme est passée ensuite par l'adoption, dans la mise en œuvre de ces procédures, d'un certain nombre de dispositions visant à ajuster les systèmes d'attribution des aides aux objectifs de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable. Cette pratique montre ainsi une application certaine du principe de concurrence, certes en grande partie limité à la concurrence entre les producteurs, équilibré par un développement des moyens de pilotage et de planification du développement des filières de production d'énergie renouvelable à la disposition des pouvoirs publics (Section II).

Section I : Des modes d'attribution mieux adaptés aux projets développés

675. Le premier système d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien, par « guichet ouvert », s'il a été élargi au complément de rémunération, a été peu modifié dans son fonctionnement par la LTECV. En revanche, le système de la mise en concurrence de l'octroi de ce bénéfice a connu une importante réforme. L'importance de cette réforme est d'autant plus grande que ce mode d'attribution occupe une place importante dans le système de soutien français à la production d'électricité renouvelable, place destinée à croître sous l'effet de l'application des conditions de compatibilité des aides d'Etat fixées par la Commission dans les LDAEE 2014.

676. La réforme de l'ordonnancement juridique des systèmes concurrentiels d'attribution des mécanismes de soutien se compose de deux grands volets. Le premier a visé à accroître l'efficacité du système d'appel d'offres lui-même, en réformant tant son cadre juridique que la procédure (I). À côté de la réforme de la procédure d'appel d'offres, la mise en œuvre de la LTECV s'est traduite par l'institution d'une seconde procédure de mise en concurrence dans le code de l'énergie, afin de permettre une phase de dialogue entre le ministre chargé de l'énergie et les candidats dans le cas de projets importants nécessitant de faire émerger la solution technique la plus adaptée à ses besoins (II).

I/ Une efficacité des appels d'offres renforcée

677. Compte tenu de l'importance du mode d'octroi des aides par appel d'offres, la LTECV, si elle n'a pas directement modifié la procédure d'appel d'offres, a habilité au 10° de son article 119 le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de « *mettre en cohérence les articles du code de l'énergie relatifs à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article L.311-10 du même code avec les dispositions de la présente loi relatives à la programmation pluriannuelle de l'énergie et de redéfinir les critères applicables à ces appels d'offres, en valorisant notamment les investissements participatifs mentionnés à l'article L.314-27 dudit code* ».

678. Cette disposition a été mise en œuvre par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Indépendamment des objectifs matériels de cette réforme prévus par le législateur, à savoir l'autorisation des investissements participatifs, cette réforme a permis au pouvoir réglementaire de réviser le cadre juridique de ces appels d'offres afin de faciliter leur mise en œuvre. Il a ainsi procédé à une importante clarification conceptuelle des catégories qui structurent le cadre juridique des appels d'offres (A), condition préalable à une rationalisation de leur cadre juridique et une simplification procédurale (B).

A/ Une clarification conceptuelle du cadre juridique des appels d'offres

679. Toute procédure d'appel d'offres comprend des éléments qui remplissent un certain nombre de fonctions spécifiques, dont l'existence est liée à la structure et aux objectifs de cette procédure. Le droit de la commande publique se distingue d'autres branches du droit qui prévoient des procédures d'appel d'offres ad hoc par une formalisation importante de ces différentes fonctions et une catégorisation des éléments de procédure selon ces fonctions. Il distingue ainsi quatre catégories que sont les « critères de sélection », les « conditions d'exécution », les « spécifications techniques » et les « conditions de participation à la procédure ». En revanche, la procédure d'appel d'offres prévue par le code de l'énergie, élaborée indépendamment et parallèlement, montrait un faible niveau de conceptualisation de ces différentes catégories, bien qu'elles subsistent matériellement.

680. L'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité ont opéré une clarification conceptuelle des notions utilisées par le cadre juridique des appels d'offres du code de l'énergie, en les alignant sur les concepts et catégories utilisées par le droit de la commande publique (1). Cet alignement facilite l'interprétation de la manière dont les enjeux environnementaux et sociaux peuvent être pris en compte dans les conditions d'exécution (2).

1) Un cadre conceptuel des appels d'offres du code de l'énergie aligné sur le droit de la commande publique

681. La distinction entre les catégories des « critères » et des « conditions » de l'appel d'offres provient du droit de la commande publique, en premier lieu de la directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, et en second lieu des dispositions qui la transposent en droit interne.

682. Ces différentes dispositions posent tout d'abord une distinction conceptuelle entre ces deux notions. La directive 2014/24/UE définit ainsi les conditions d'exécution et les critères de sélection en fonction de leur rôle dans l'examen des offres⁵⁴¹. D'un côté, les conditions d'exécution du marché « *énoncent des exigences spécifiques liées à l'exécution du marché* », et « *constituent des exigences objectives arrêtées qui n'ont pas d'incidence sur l'évaluation des offres* », contrairement aux critères d'attribution du marché. Elles sont des conditions imposées par le pouvoir adjudicateur aux candidats, « *liées à l'objet du marché, y compris tous les facteurs qui interviennent dans le processus même de production, de*

⁵⁴¹ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, considérant 104.

prestation ou de commercialisation lui-même », dont le respect est une condition préalable à l'examen soit des candidatures soit des offres. D'un autre côté, les « critères d'attribution » sont les éléments de référence « *qui servent de base à l'évaluation comparative de la qualité des offres* ». Ils permettent de classer les offres en fonction du niveau d'adéquation à leurs principes et de leur pondération ou de leur hiérarchisation.

683. La directive 2014/24/UE précise ensuite le lien existant entre ces deux notions, en indiquant à son considérant 90 que, l'offre économiquement la plus avantageuse pouvant être évaluée sur la base du meilleur rapport qualité/prix, les pouvoirs adjudicateurs peuvent fixer des normes de qualité en arrêtant des conditions d'exécution du marché. Les implications de cette relation ont été développées en droit interne. Le droit français de la commande publique ne fait pas directement du non-respect des conditions d'exécution un motif d'exclusion de la procédure, dans la mesure où il n'est pas encore constatable à ce stade, mais en fait un motif indirect, par l'intermédiaire des critères de sélection des offres. L'article 52 de l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics dispose ainsi que le marché public est attribué sur la base d'un ou plusieurs critères objectifs, précis et liés à l'objet du marché public ou à ses conditions d'exécution. L'article 62 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics dispose que les offres sont classées par ordre décroissant en appliquant les critères d'attribution, qui peuvent être fondés sur « *une pluralité de critères non-discriminatoires et liés (...) à ses conditions d'exécution* ».

684. Cette distinction fondamentale entre les deux notions de critères d'attribution et de conditions d'exécution a été reprise par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Tandis que l'article L.311-10 du code de l'énergie dans sa rédaction antérieure disposait seulement que les éléments mentionnés à l'article L.311-5 de ce code devaient « *(servir) à l'élaboration du cahier des charges de l'appel d'offres* », cette ordonnance a expressément réparti ces éléments entre ces deux catégories.

685. D'une part, les six premiers alinéas de l'article L.311-10-1 du code de l'énergie listent les critères de sélection que doit ou peut retenir le ministre chargé de l'énergie. Celui-ci est tout d'abord tenu de se fonder sur le critère du prix, auquel il peut adjoindre « *d'autres critères objectifs, non discriminatoires et liés à l'objet de la procédure de mise en concurrence* », tels que « *la qualité de l'offre, y compris la valeur technique, les performances en matière de protection de l'environnement, l'efficacité énergétique et le caractère innovant du projet* », « *la rentabilité du projet* », « *la sécurité d'approvisionnement* ». Cette énumération reprend les éléments de l'ex-article L.311-5 du code de l'énergie à l'exception de ceux qui relèvent des conditions d'exécution, des conditions de participation à la procédure de passation ou des spécifications techniques. L'article L.311-10-1 du code de l'énergie permet en outre au ministre chargé de l'énergie de se fonder « dans une mesure limitée » sur le critère de la part de l'investissement ou du financement dit « participatif » dans le capital, c'est-à-dire la part détenue par des acteurs situés « sur le territoire ou à proximité » du lieu d'implantation du projet. Toutefois, afin de garantir que les projets sélectionnés le soient au

meilleur coût pour la collectivité, notamment en raison de l'importance des sommes en jeu dans les plus gros projets tels que les parcs éoliens en mer⁵⁴², le législateur a précisé à l'article 4 de la loi de ratification du 24 février 2017 que le critère du prix doit représenter « *plus de la moitié de celle de l'ensemble des critères* ».

686. D'autre part, le dernier alinéa de l'article L.311-10-1 du code de l'énergie porte sur les « conditions d'exécution » de l'appel d'offres. Celles-ci, sous réserve qu'elles n'aient pas d'effet discriminatoire entre les candidats potentiels, « *peuvent prendre en compte des considérations à caractère social ou environnemental et poursuivre des objectifs de développement durable conciliant développement économique, protection et mise en valeur de l'environnement et progrès social* ». Cet alinéa intègre ainsi les éléments de l'ex-article L.311-5 du code de l'énergie écartés des alinéas portant sur critères d'attribution et qui relevaient matériellement des conditions d'exécution, à savoir « *la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment avec les objectifs de programmation pluriannuelle des investissements et la protection de l'environnement* ». Cependant, la formulation différente des « conditions d'exécution » adoptée par le législateur dans ce dernier alinéa est manifestement dérivée de celle du droit de la commande publique, qui prévoit également qu'elles ont pour finalité de permettre une meilleure prise en compte des « considérations sociales et environnementales »⁵⁴³ et « *peuvent prendre en compte des considérations relatives à l'économie, à l'innovation, à l'environnement, au domaine social ou à l'emploi* »⁵⁴⁴.

687. En revanche, la troisième catégorie connue du droit de la commande publique, celle des spécifications techniques, n'a pas été reprise formellement dans le code de l'énergie.

688. La notion de « spécifications techniques » est définie par la directive 2014/24/UE, à son annexe VII, comme « *l'ensemble des prescriptions techniques contenues notamment dans les documents de marché, définissant les caractéristiques requises d'un matériau, d'un produit ou d'une fourniture de manière telle qu'ils répondent à l'usage auquel ils sont destinés par le pouvoir adjudicateur* ». Le non-respect de ces exigences par une offre entraîne, aux termes de l'article 59 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, son élimination pour irrégularité. Si elle n'est pas reprise formellement par le code de l'énergie, cette catégorie subsiste cependant matériellement dans ses dispositions réglementaires. Plusieurs éléments compris dans la « description détaillée des installations faisant l'objet de l'appel d'offres et des conditions qui leur sont applicables » prévue par son article R.311-13 dans le cahier des charges relèvent de cette catégorie. Il s'agit notamment des

⁵⁴² Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 22.

⁵⁴³ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, considérant 97.

⁵⁴⁴ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 70 ; Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, article 39.

caractéristiques énergétiques et techniques du type d'installations concerné, des prescriptions de toute nature qui s'imposeront avant la mise en service de l'installation, pendant son exploitation ou lors de son démantèlement ou de la remise en état de son site d'implantation, et du délai de mise en service industrielle de l'installation. Cette catégorie apparaît en revanche clairement en tant que telle dans les cahiers des charges, où elle correspond aux « conditions d'admissibilités » et aux « obligations du candidat après sélection de son offre ».

2) Des enjeux environnementaux et sociaux pris en compte dans les conditions d'exécution

689. Aux termes de l'article L.311-10-1 du code de l'énergie, les critères d'attribution comme les conditions d'exécution permettent de prendre en compte les enjeux environnementaux et sociaux. Les critères d'attribution permettent ainsi de tenir compte des « *performances en matière de protection de l'environnement* » au titre de la qualité de l'offre, tandis que les conditions d'exécution peuvent « *prendre en compte des considérations à caractère social ou environnemental et poursuivre des objectifs de développement durable conciliant développement économique, protection et mise en valeur de l'environnement et progrès social* ».

690. Le laconisme de ces dispositions apporte peu d'indications sur la manière dont les enjeux sociaux et environnementaux peuvent être pris en compte au titre de chacune de ces deux catégories. Cependant, cette dualité reprend celle de la directive 2014/24/UE, qui prévoit et encadre la prise en compte de la dimension environnementale et sociale au titre des critères d'attribution⁵⁴⁵ et au titre des conditions d'exécution⁵⁴⁶. Bien que les deux cadres juridiques soient autonomes l'un de l'autre, leur proximité conceptuelle laisse voir une influence de ces dispositions du droit de la commande publique sur celles du code de l'énergie, permettant d'analyser les secondes à la lumière des premières.

691. La prise en compte de la dimension environnementale et sociale dans les critères d'attribution et les conditions d'exécution est, dans le droit de la commande publique, organisée autour de la notion de « liaison avec l'objet du marché », qui conditionne l'admissibilité des critères d'attribution et des conditions d'exécution comprenant des aspects environnementaux ou sociaux. Contre une interprétation plus stricte qui prévalait initialement en droit interne, selon laquelle le critère n'était lié à l'objet du marché que si les prestations objet du marché visaient, par elles-mêmes, la satisfaction de tels objectifs⁵⁴⁷, la Cour de justice a jugé en 2012 que la condition de liaison d'un critère d'attribution avec l'objet du marché se trouve satisfaite dès lors que le critère porte sur les moyens qui seront mis en

⁵⁴⁵ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 70.

⁵⁴⁶ *Ibid.*, article 67.

⁵⁴⁷ CE, 25 juillet 2001, *Commune de Gravelines*, n° 229666.

œuvre par le futur prestataire pour l'exécution du marché⁵⁴⁸. Compte tenu de cette évolution, la prise en compte d'enjeux sociaux et environnementaux dans les critères et conditions d'exécution est désormais beaucoup plus largement admise, et la directive 2014/24/UE a intégré dans le droit dérivé cette évolution jurisprudentielle. Son article 67 dispose ainsi que « *les critères d'attribution sont réputés être liés à l'objet du marché public lorsqu'ils se rapportent aux travaux, fournitures ou services à fournir en vertu du marché à quelque égard que ce soit et à n'importe quel stade de leur cycle de vie tant au stade de la production qu'à celui de l'exploitation (...)* », et son article 70 étend cette interprétation large aux conditions d'exécution. Ces dispositions ont été transposées en droit interne aux articles 38 et 50 de l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics, respectivement relatifs aux conditions d'exécution et aux critères de sélection.

692 Suivant un raisonnement par analogie, il semble donc qu'une semblable interprétation large de la prise en compte des enjeux sociaux et environnementaux au titre des critères d'attribution et au titre des conditions d'exécution doive s'appliquer en droit de l'énergie.

B/ Des appels d'offres rationalisés et simplifiés

693 La confusion conceptuelle qui caractérisait la procédure d'appel d'offres du code de l'énergie avait pour conséquence un manque de clarté à la fois dans la hiérarchie des normes entre les différents textes encadrant cette procédure et dans les missions respectives du ministre chargé de l'énergie et de la Commission de régulation de l'énergie. La clarification conceptuelle opérée dans la réforme de cette procédure d'appel d'offres a donc également rendue possible une importante rationalisation son cadre juridique (1), ainsi qu'une simplification de la procédure elle-même (2).

1) Des appels d'offres rationalisés

694 L'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité ont rationalisé le cadre juridique de la procédure d'appel d'offres en réorganisant la répartition des tâches entre le ministre chargé de l'énergie et la CRE. Ils ont d'autre part rationalisé la procédure d'appel d'offres elle-même en encadrant d'avantage les délais prévus.

⁵⁴⁸ CJUE, 10 mai 2012, *Commission c/ Pays-Bas*, C-368/10.

695. Ces deux textes ont tout d'abord rationalisé le cadre juridique de la procédure d'appel d'offres en réorganisant la répartition des tâches entre le ministre chargé de l'énergie et la CRE. Le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a ainsi confié directement au ministre l'élaboration du cahier des charges, sans confier à la CRE la tâche de rédiger le projet de cahier des charges à partir des conditions fixées par le ministre chargé de l'énergie. Cette modification a eu pour effet de supprimer la distinction faite par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité entre les « conditions de l'appel d'offres » et les éléments que doit notamment comporter le cahier des charges.

696. La procédure établie par le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité ne reprend donc que la deuxième catégorie, en y incluant la plupart des éléments listés auparavant uniquement dans la première. L'article R.311-13 du code de l'énergie liste ainsi un certain nombre d'éléments que le ministre chargé de l'énergie doit inclure dans le cahier des charges. Ces éléments portent sur les caractéristiques de l'appel d'offres, les installations faisant l'objet de l'appel d'offres et les conditions qui leur sont applicables, les critères de notation des offres et leur pondération ou leur hiérarchisation, les indications et pièces à produire par les candidats pour permettre l'appréciation des offres, les modalités de dépôt des dossiers de candidature, les délais encadrant certaines étapes de la procédure, et enfin les modalités d'instruction de l'appel d'offres par la CRE. À cette liste s'ajoutent plusieurs éléments lorsque l'installation objet de la procédure est située sur le domaine public maritime, relatifs à la répartition des risques entre l'Etat et l'exploitant, et à la garantie financière à constituer en vue d'assurer la réversibilité des modifications apportées au milieu naturel.

En revanche, certains éléments n'ont pas été repris. D'une part, les dispositions relatives aux sanctions encourues en cas de manquement du candidat retenu ont été retirées des éléments devant figurer dans les cahiers des charges, pour faire l'objet de dispositions réglementaires spécifiques considérablement plus développées, aux articles R.311-28 à 32-1 du code de l'énergie. D'autre part, l'encadrement des conditions d'exécution n'a pas été repris, cet aspect étant désormais déjà pris en compte au niveau législatif par l'article L.311-10-1 du code de l'énergie.

697. Le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a également rationalisé la procédure d'appel d'offres elle-même, en encadrant davantage les délais de la procédure.

698. L'article R.311-14 du code de l'énergie prévoit ainsi que la CRE dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis sur le projet de cahier des charges, au-delà duquel son avis est réputé donné. Ce délai peut cependant être porté à deux mois par le ministre à la demande de la CRE et lorsque l'examen du cahier des charges le justifie. Ce délai remplace celui prévu par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité pour encadrer la remise par la CRE

d'un projet de cahier des charges, qui était fixé par le ministre chargé de l'énergie mais ne pouvait être inférieur à un mois ni supérieur à six mois. Il est à noter qu'afin de renforcer la sécurité juridique de la procédure, l'article R.311-16-1 du code de l'énergie impose de consulter à nouveau la CRE pour avis en cas de « modification substantielle » du cahier des charges après sa publication.

Ensuite, l'article R.311-18 du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe au ministre chargé de l'énergie un délai pour répondre aux demandes d'informations posées par les candidats qu'elle lui transmet, là où la procédure antérieure n'en fixait aucun.

699. L'article R.311-22 du code de l'énergie encadre le délai d'examen des offres par la CRE, en prévoyant que celui-ci, fixé par le cahier des charges, ne peut être ni inférieur à quinze jours ni supérieur à quatre mois à compter de la date limite de dépôt des dossiers de candidature. Le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a ainsi accompagné l'unification du cadre juridique des deux procédures existantes auparavant en fixant un délai intermédiaire entre les deux préexistant. En effet, le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité prévoyait que le délai d'examen des offres ne pouvait être supérieur à deux mois dans la procédure accélérée et six mois dans la procédure ordinaire. Toutefois, l'article R.311-20 du code de l'énergie prend en compte le fait que la CRE doit dans certains cas faire appel à des organismes extérieurs pour analyser les offres relativement à certains critères pour encadrer cette pratique. Il dispose ainsi que le cahier des charges fixe un délai d'instruction lorsqu'il prévoit que certains des critères de l'appel d'offres sont instruits par des services de l'Etat ou des établissements publics tiers. Enfin, l'article R.311-23 du code de l'énergie fixe à la CRE un délai de quinze jours, au-delà duquel son avis est réputé donné, pour rendre son avis préalable dans le cas où le choix envisagé par le ministre n'est pas conforme au classement qu'elle a établi, là où la procédure antérieure n'encadrait pas dans le temps cette étape.

2) Des appels d'offres simplifiés

700. Enfin, l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité ont procédé à une simplification de la procédure d'appel d'offres, en unifiant la procédure et en supprimant l'exigence des capacités techniques et financières.

a) Une procédure d'appel d'offres unifiée

701. Le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a mis fin à la distinction entre une « procédure

ordinaire » et une « procédure accélérée » que comportait le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Celui-ci prévoyait en effet une procédure accélérée, distincte de la première par certaines spécificités visant un traitement plus rapide des offres pour les cas des lesquels la comparaison des projets est relativement simple, notamment dans la filière solaire.

702. La procédure mise en place par le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité reprend pour l'essentiel les modalités de l'ancienne procédure accélérée, en ajoutant certaines dispositions visant un traitement plus rapide des dossiers.

703. Tout d'abord, la phase d'élaboration du projet de cahier des charges par la CRE a été supprimée, puisque le ministre de l'énergie l'élabore désormais directement, mais a été remplacée par la soumission pour avis du cahier des charges à la CRE.

704. Ensuite, les étapes de la communication du cahier des charges, de la réception des candidatures et de la procédure permettant aux candidats d'adresser des demandes d'informations à la CRE ont été alignées sur les dispositions prévues auparavant par la seule procédure accélérée, c'est-à-dire la mise à disposition du cahier des charges sur le site de la CRE et la réception des candidatures et des questions des candidats par voie électronique.

705. Enfin, la nouvelle procédure va plus loin que l'ancienne procédure accélérée en termes de simplification. Elle dispose d'une part que, lorsque le cahier des charges le prévoit, la CRE met en place un système de classement automatisé des offres déposées en ligne. Elle prévoit d'autre part que l'appel d'offres « *peut comprendre une ou plusieurs périodes successives* ». Ces deux dispositions visent à permettre la mise en place d'appels d'offres aux conditions identiques à une fréquence relativement rapide, de manière à offrir une plus grande visibilité et une plus grande sécurité aux industriels, qui peuvent de cette manière déposer leurs projets à intervalles réguliers dans des conditions connues à l'avance.

b) Une procédure d'appel d'offres simplifiée

706. Ensuite, le cadre juridique mis en place par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a procédé à une simplification de la procédure en écartant la dernière catégorie du droit de la commande publique, celle des conditions de participation à la procédure de passation.

707. Les conditions de participation à la procédure sont, suivant l'article 58 de la directive 2014/24/UE, des conditions d'admission des candidats eux-mêmes, ne pouvant

porter que sur des éléments propres à garantir qu'ils disposent de la capacité juridique et financière ainsi que des compétences techniques et professionnelles nécessaires pour exécuter le marché à attribuer. L'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics dispose donc, à son article 51, que le pouvoir adjudicateur peut imposer de telles conditions de participation, sous réserve qu'elles soient liées et proportionnées à l'objet du marché public ou à ses conditions d'exécution. En application de cette disposition, l'article 55 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité fonde l'irrecevabilité d'une candidature, qui permet d'éliminer le candidat, sur la non-satisfaction de ces conditions de participation.

708. Cette notion n'est pas reprise par le cadre juridique de l'appel d'offres prévu par le code de l'énergie, ni formellement, ni matériellement, contrairement au régime antérieur. En effet, l'article L.311-5 du code de l'énergie les mentionnait parmi les critères devant servir à l'élaboration du cahier des charges. En pratique, du fait du laconisme de cette disposition, il revenait à la CRE d'organiser entièrement les modalités de cet examen.

709. L'examen des capacités des candidats dans les appels d'offres entraînait l'obligation de fourniture de nombreux éléments récurrents⁵⁴⁹.

Au titre des capacités techniques, les cahiers des charges faisaient ainsi figurer une présentation de la préparation de la mise en œuvre industrielle du projet et une description de l'expérience du candidat, la justification de la maîtrise foncière et de l'autorisation d'urbanisme, la justification d'une assurance responsabilité civile et responsabilité civile décennale, et la justification de la faisabilité du raccordement de l'installation envisagée au réseau de transport ou de distribution.

Au titre des capacités financières, les cahiers des charges exigeaient une description de la structure qui devait développer le projet, démontrant l'adéquation et la solidité financière de cette structure et des autres structures impliquées au regard des spécificités du projet, le montant de l'investissement estimé et la présentation du montage financier du projet, un certain nombre de liasses fiscales, une attestation de fonds propres ou les garanties dont bénéficiait le candidat lorsque la solidité financière de la société candidate reposait en partie ou totalement sur celle de ses actionnaires, le cas échéant les lettres d'intérêt des banques pour le projet en question, un plan d'affaire détaillé sur la durée d'exploitation prévue.

710. La suppression de la catégorie des conditions de participation à la procédure dans le nouveau cadre juridique de l'appel d'offres s'est donc traduite par une grande simplification des cahiers des charges, qui désormais ne comprennent plus de sections relatives à ces exigences.

⁵⁴⁹ Voir par exemple le cahier des charges de l'appel d'offres « solaire » du 18 mai 2015, sections 5.3 et 5.4.

II/ Une procédure de dialogue concurrentiel adaptée aux projets complexes

711. À côté de la réforme de la procédure d'appel d'offres, la mise en œuvre de la LTECV s'est traduite par l'institution dans le code de l'énergie d'une seconde procédure de mise en concurrence, afin de permettre une phase de dialogue entre le ministre chargé de l'énergie et les candidats dans le cas de projets importants nécessitant de faire émerger la solution technique la plus adaptée à ses besoins.

712. Cette innovation réglementaire a pris place dans un contexte juridique particulier, caractérisé par une certaine incertitude quant aux conditions que fait peser le droit de l'Union européenne sur les procédures de mise en concurrence ne relevant pas du droit de la commande publique. Dans ce cadre, l'objectif d'assurer la plus grande sécurité juridique à cette nouvelle procédure a conduit le pouvoir réglementaire à s'inspirer autant que possible, dans la rédaction du décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 instituant la procédure du dialogue concurrentiel, de la procédure de dialogue compétitif existant en droit de la commande publique (A). Ce lien entre les deux procédures permet une lecture des dispositions de la première à la lumière de la seconde, afin d'apporter des indications quant à la manière d'en comprendre les dispositions, peu développées, qui en organisent les différentes étapes (B).

A/ Une procédure inspirée du droit de la commande publique

713. La procédure de dialogue concurrentiel a été mise en place dans un contexte juridique caractérisé par une autonomie vis-à-vis du droit de la commande publique mais aussi par une influence indirecte du droit de l'Union européenne relatif aux marchés publics, qui a conduit le pouvoir réglementaire à s'inspirer de la procédure de dialogue compétitif afin d'assurer la conformité cette nouvelle procédure au regard des exigences du droit de l'Union européenne (1). La procédure de dialogue concurrentiel mise en place sur cette base présente donc une structure proche de celle du dialogue compétitif (2).

1) Une compatibilité avec le droit de l'Union européenne difficile à assurer

a) Une relation entre les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie et le droit de la commande publique incertaine

714. L'analyse du contexte juridique de la mise en place de la procédure du dialogue concurrentiel impose de rappeler préalablement la nature de la relation existante entre les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie et le droit de la commande

publique. Cette question se pose à deux niveaux, sur le plan du droit interne et du droit européen.

715. En droit interne, l'autonomie des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie par rapport au droit de la commande publique, c'est-à-dire à l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics et au décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, a été rappelée par un arrêt de la Cour d'appel de Bordeaux du 18 octobre 2016⁵⁵⁰. Dans cet arrêt, la Cour a rappelé que les appels d'offres en matière de production d'électricité sont des procédures particulières qui dérogent au droit de la commande publique, et sont régies par des dispositions spécifiques, aujourd'hui réunies dans le code de l'énergie. La jurisprudence a ainsi confirmé sans ambiguïté une spécificité de ces appels d'offres, déjà énoncée par le ministre de l'Économie et des Finances dans une réponse ministérielle portant sur les contrats afférant aux appels d'offres pour l'éolien en mer⁵⁵¹.

716. Cette autonomie se fonde sur deux distinctions essentielles entre les procédures régies par le code de l'énergie et les procédures régies par le droit interne de la commande publique.

717. Les procédures de mise en concurrence relevant du droit de la commande publique visent, aux termes de l'article 4 de l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics, à l'attribution de marchés publics, définis comme « des *contrats conclus à titre onéreux par un ou plusieurs acheteurs soumis à la présente ordonnance avec un ou plusieurs opérateurs économiques, pour répondre à leurs besoins en matière de travaux, de fournitures ou de services* ». Son article 5 précise que les marchés publics ont pour objet soit l'exécution, soit la conception et l'exécution de travaux, soit la réalisation ou la conception et la réalisation, par quelque moyen que ce soit, d'un ouvrage répondant aux exigences fixées par l'acheteur qui exerce une influence déterminante sur sa nature ou sa conception, soit l'achat, la prise en crédit-bail, la location ou la location-vente de produits, soit la réalisation de prestations de services.

718. Or, les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie, qui visent à l'octroi du bénéfice de droit de conclure avec un acteur tiers soit un contrat d'obligation d'achat, soit un contrat de complément de rémunération, ne remplissent pas deux conditions résultant de cette définition. La première est celle qui impose que le pouvoir adjudicateur soit le maître d'ouvrage des travaux exécutés ou l'acquéreur des services ou fournitures visées. La seconde est celle qui impose que la rémunération consiste en un prix versé par le pouvoir adjudicateur. Ainsi, dans une ordonnance de référé du 17 juin 2014, le tribunal administratif de Cergy-Pontoise a conclu à l'irrecevabilité d'un référé précontractuel contre une décision d'attribuer un lot éolien en mer, sur le motif que la procédure d'appel d'offres du code de

⁵⁵⁰ CAA Bordeaux, 18 octobre 2016, n° 16BX00728.

⁵⁵¹ Réponse ministérielle n° 101275 : JOAN Q 5 juillet 2011.

l'énergie conduisait le ministre à délivrer au candidat une autorisation d'exploiter et non à signer un contrat administratif⁵⁵².

719. En revanche, la relation entre les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie et le droit européen de la commande publique est plus complexe.

720. La définition des marchés publics donnée par la directive 2014/24/UE, à son article 2, pose également les conditions que les contrats soient passés « à titre onéreux » et visent « *l'acquisition (...) de travaux, de fournitures ou de services* » par le pouvoir adjudicateur, ce qui semble écarter les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie des textes de transposition de cette directive.

721. Une confusion a pu cependant exister sur ce point, en raison des visas des avis publiés au Journal officiel de l'Union européenne (JOUE) dans le cadre des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie, qui indiquent que ces procédures sont des « marchés de travaux » au sens de la directive relative aux marchés publics. Ainsi par exemple l'avis 2013/S 049-079472, lié à l'appel d'offres photovoltaïque du 13 mars 2013, se réfère à la directive 2004/18/CE. De même ces avis appliquent la classification des marchés publics de la nomenclature CPV. Cette nomenclature mise en place par le Règlement n° 2195/2002 du 5 novembre 2002 fixe un système de classification unique standardisant les références utilisées par les pouvoirs adjudicateurs dans la description des objets des marchés publics soumis aux directives communautaires relatives aux marchés publics. Ainsi, le même avis 2013/S 049-079472 indiquait que l'appel d'offres en cause visait à passer un « marché public de travaux » au sens de la directive 2004/18/CE relevant de la catégorie du règlement n° 2195/2002 « Électricité, chauffage, énergie solaire et nucléaire ». Ces visas et références n'impliquent pourtant pas que ces procédures visent effectivement à passer des marchés publics au sens des directives européennes, puisque la qualification de marché public suppose que le marché soit passé pour répondre aux besoins du pouvoir adjudicateur, ce qui n'est pas le cas dans ces procédures⁵⁵³. Il est d'autant plus surprenant que ces visas aient été constamment maintenus dans les appels d'offres successifs, jusqu'aux plus récents. Ainsi l'avis de marché 2016/S 242-441978 du 15 décembre 2016, lié au dialogue concurrentiel portant sur Dunkerque, se réfère toujours à la directive 2004/18/CE, laquelle n'est d'ailleurs plus en vigueur depuis 2014.

722. En réalité, bien que qualifiée « d'appel d'offres » par l'article 8 de la directive 2009/72/CE, et à sa suite par l'article 8 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité puis par le code de l'énergie, successivement aux articles L.311-10 puis R.311-12, cette procédure, et par extension ensuite

⁵⁵² TA Cergy, 17 juin 2014, *Société WPD offshore*, n° 1404907.

⁵⁵³ Rubio (A-E), « Précision du cadre juridique de l'appel d'offres en énergie », *LEXplicité*, 26 décembre 2016.

de celle du dialogue concurrentiel, a des caractéristiques qui se rapprochent de celles des « appels à projets ». Objet juridiquement peu encadré, l'appel à projet peut se définir, en appliquant par analogie les caractéristiques dégagées par la circulaire du 18 janvier 2010 relative aux relations entre les pouvoirs publics et les associations⁵⁵⁴, comme une procédure consistant pour une personne publique à « *solliciter l'initiative privée, en définissant les grandes lignes d'un objectif à atteindre mais en laissant à des partenaires privés la possibilité d'exploiter leur expertise, leurs capacités techniques et leur créativité pour déterminer comment réaliser au mieux ces objectifs* » et à attribuer une subvention aux porteurs de projets sélectionnés en vue de la réalisation de l'objectif fixé⁵⁵⁵. Compte tenu de ces éléments, elle est qualifiée par la note du Centre d'analyse stratégique de « *procédure hybride entre l'appel d'offres et la subvention directe* ». En effet, à la différence d'appel d'offres au sens du droit de commande publique, ce sont les personnes privées « *qui prennent l'initiative de ces projets et en définissent le contenu* », même si elles sont invitées par la personne publique à présenter des projets s'inscrivant dans un cadre défini par elle. À la différence de la subvention directe, « *l'initiative privée est provoquée et non spontanée* », et « *les projets sélectionnés s'inscrivent alors dans un cadre stratégique déterminé par la puissance publique et l'attribution des subventions est assujettie à une mise en concurrence des candidats sur leur capacité à répondre au besoin exprimé* ».

723. Si la directive 2014/24/UE ne s'applique pas aux procédures organisées par le code de l'énergie, en revanche celles-ci ont à respecter d'autres normes de l'Union européenne.

724. Tout d'abord, les dispositions du code de l'énergie relatives aux procédures de mise en concurrence transposent les dispositions pertinentes de la directive 2009/72/CE, relative au concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, ce que rappelait le ministre de l'Économie et des Finances dans sa réponse ministérielle n°101275 en 2011⁵⁵⁶. Or, l'article 8 de la directive 2009/72/CE, lorsque l'objectif visé est la mise en place de nouvelles capacités, conditionne la mise en place d'autres procédures que celle de l'appel d'offres à ce qu'elles soient « *équivalentes en termes de transparence et de non-discrimination, sur la base de critères publiés* » et encadre le contenu du cahier des charges « *en vue de garantir la transparence et la non-discrimination* ».

725. Par ailleurs, de manière générale, la jurisprudence de la Cour de justice prévoit que les procédures de passation des contrats qui ne relèvent pas des directives spécifiques aux marchés publics sont tenues de respecter « *les règles fondamentales du traité en général et le*

⁵⁵⁴ Circulaire du 18 janvier 2010 relative aux relations entre les pouvoirs publics et les associations : conventions d'objectifs et simplification des démarches relatives aux procédures d'agrément.

⁵⁵⁵ Centre d'analyse stratégique, *Les appels à projets : application aux politiques de l'emploi*, La note d'analyse Travail emploi, n° 256, décembre 2011.

⁵⁵⁶ Réponse ministérielle n° 101275 : JOAN Q 5 juillet 2011.

principe de non-discrimination en raison de la nationalité en particulier ». Cela implique notamment « *de garantir, en faveur de tout soumissionnaire potentiel, un degré de publicité adéquat permettant une ouverture du marché des services à la concurrence ainsi que le contrôle de l'impartialité des procédures d'adjudication* »⁵⁵⁷.

b) Une réforme des procédures de mise en concurrence du droit de l'énergie inspirée du droit de la commande publique

726. À l'intérieur de ce cadre européen caractérisé par les exigences de transparence, de non-discrimination et d'égalité d'accès et de traitement des candidats, la mention de l'article 8 directive 2009/72/CE « *ou toute procédure équivalente* » ouvre juridiquement la possibilité à la mise en place d'autres procédures d'attribution des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables que celle de l'appel d'offres. Cette possibilité a donc été mobilisée par le Gouvernement dans l'élaboration de la LTECV.

727. En effet, le Gouvernement a estimé que la seule procédure d'appel d'offres était désormais insuffisante pour répondre aux besoins de pilotage du développement des filières de production d'énergie renouvelable, notamment en raison de leur ampleur et de la complexité de certains projets, notamment dans la filière de l'éolien en mer⁵⁵⁸. Par ailleurs, le Gouvernement souhaitait apporter une solution au problème de la césure existant dans les filières émergentes entre les procédures de sélection des projets de R&D ou de démonstrateurs, appuyées sur des dispositifs de soutien tels que les appels à manifestation d'intérêt de l'ADEME et du Programme des investissements d'avenir (PIA), et les procédures dédiées au déploiement des technologies. Cette césure entraîne une incertitude sur la poursuite des projets à une échelle industrielle, de nature à retarder les investissements nécessaires. Cette séparation entre les deux phases suppose donc un niveau soutien public plus important puisque, dans l'incertitude des perspectives futures de déploiement et des revenus commerciaux qui en résultent, les industriels limitent leurs contributions en fonds propres. De plus, la nature subventionnelle des appels à manifestation d'intérêt entraîne une incertitude quant à leur conformité au droit européen des aides d'Etat, que le recours à une procédure de mise en concurrence permet de réduire, la Commission présumant dans ce cas la conformité à l'encadrement communautaire des aides d'Etat.

728. Compte tenu de ces constats, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte a été rédigé en vue de permettre au Gouvernement de mettre en place une ou plusieurs procédures complémentaires à la procédure d'appel d'offres déjà existante. Ces procédures sont caractérisées par des appels d'offres ou des documents de consultation

⁵⁵⁷ CJCE, 7 décembre 2000, *Telaustria*, C-324/98.

⁵⁵⁸ Etude d'impact du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 164-165.

initiaux relativement peu précis sur le plan des spécifications techniques et reposant essentiellement sur des objectifs fonctionnels afin de laisser une plus grande marge de manœuvre à l'innovation ou à la confrontation des solutions techniques. Il s'agissait ainsi d'une part de mieux relier les phases de développement et de déploiement, d'autre part de mieux tirer parti des possibilités de négociation avec les candidats dans les projets de grande ampleur et de grande complexité technique, sans retirer pour autant à l'Etat sa liberté de ne pas donner suite à sa consultation si les performances techniques et financières ne sont pas suffisantes.

729. Cependant, l'article 8 de la directive 2009/72/CE impose le respect d'un niveau minimal d'informations, en prévoyant que, pour garantir la transparence et la non-discrimination, « *le cahier des charges contient la description détaillée des spécifications du marché et 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* ». Suivant l'analyse de ces dispositions faite par la Direction Générale des Entreprises (DGE) du Ministère de l'Economie et des Finances, l'exigence de détail dans la rédaction des textes de consultation vise, dans la directive, la procédure elle-même et les conditions financières, et non nécessairement le détail technique des moyens par lesquels les besoins doivent être satisfaits⁵⁵⁹. Dans cette perspective, si la transposition opérée par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité a imposé de faire figurer dans le cahier des charges, dès l'ouverture de la procédure, « *les caractéristiques énergétiques et techniques de l'installation, notamment en ce qui concerne les énergies primaires utilisées, la puissance, la disponibilité, les performances exigées en matière de rendement énergétique, le délai de mise à disposition de l'électricité et, le cas échéant, la production annuelle possible, les régimes d'utilisation possibles, et les techniques imposées* », une telle précision résulte non de la lettre de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, mais d'une influence sur cette procédure de celle de l'appel d'offres ouvert du droit de la commande publique.

730. En outre, l'article 8 de la directive 2009/72/CE distingue « les modalités de la procédure d'appel d'offres », qui doivent faire l'objet d'une publication au JOUE au moins six mois avant la date de clôture de l'appel d'offres, et le cahier des charges, qui doit être mis à la disposition de toute entreprise intéressée, établie sur le territoire d'un Etat membre, « *de sorte que celle-ci puisse disposer d'un délai suffisant pour présenter une offre* ». La notion de « clôture de l'appel d'offres » correspond, comme le montre la transposition effectuée par l'article 5 du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité, à la date limite d'envoi des dossiers de

⁵⁵⁹ DGE, Document de travail, *Commande publique se référant aux dispositions relatives aux marchés publics, aux contrats de partenariat et aux concessions soumis aux directives « Marchés »*, 2015.

candidature. Or celui-ci est formellement distinct de l'offre elle-même, bien que les procédures d'appels d'offres ouvertes ne les distinguent pas dans la pratique. Cette distinction, classique en droit de commande publique, ouvre donc la possibilité de prévoir une procédure dans laquelle le cahier des charges définitif intervienne après la sélection des candidats.

731. Compte tenu de ces deux distinctions, la directive 2009/72/CE laisse la porte ouverte à la mise en place de procédures « équivalentes » à celles de l'appel d'offres, mais reposant sur des cahiers des charges de nature fonctionnelle ou « performancielle ».

732. Dans cette perspective, le Gouvernement a retenu une méthode visant à tirer parti des évolutions du droit européen de la commande publique, réalisées par les directives 2004/18/CE et 2014/24/UE relatives aux marchés publics, qui répondent aux besoins de procédures adaptées aux marchés complexes ou reposant sur des technologies émergentes ou évolutives.

733. En effet, la structure générale de la procédure d'appel d'offres du code de l'énergie avait été élaborée dans le contexte de la transposition des premières directives portant sur le soutien aux énergies renouvelables, les directives 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Afin d'assurer la sécurité juridique du régime de soutien mis en place, ce qui impliquait sa compatibilité avec les principes du marché intérieur de l'électricité, conformément à l'article 4 de la directive 2001/77/CE, les autorités françaises avaient choisi d'aligner la procédure de mise en concurrence sur celle de la procédure d'appel d'offres du droit de commande publique alors en vigueur. Or, les problématiques de diversification des sources de production et de la recherche d'innovation en vue de réduire le coût du soutien public à ces énergies n'étaient pas aussi prégnantes dans ces directives qu'elles le sont devenues par la suite⁵⁶⁰.

734. Le législateur a donc choisi de conserver cette logique, pour adapter au droit de l'énergie certaines procédures développées par le droit européen de la commande publique entre 2002 et 2015. « Une ou plusieurs procédures complémentaires » étaient ainsi initialement envisagées, dont en particulier quatre procédures, inspirées respectivement du dialogue compétitif mis en place par l'article 28 de la directive 2004/18/CE, de l'accord-cadre mis en place par l'article 76 du code des marchés publics, du marché d'expérimentation mis en place par l'article 75 du code des marchés publics, ou du partenariat d'innovation mis en place par l'article 31 de la directive 2014/24/UE⁵⁶¹.

⁵⁶⁰ Etude d'impact du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 164-165.

⁵⁶¹ *Ibid.*, p. 164-165.

Cette latitude existante au stade du projet de loi résulte du contexte de transition que connaissait le droit de la commande publique. Si la directive 2014/24/UE était déjà en vigueur, elle n'avait pas encore été transposée, à l'exception de certaines dispositions spécifiques telles que la procédure du partenariat d'innovation. Le droit positif de la commande publique en droit interne était donc encore régi par le code des marchés publics, transposant la directive antérieure 2004/18/CE. La rédaction du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte et sa discussion au Parlement se sont donc déroulées parallèlement à la rédaction de la transposition de la directive 2014/24/UE, qui a été effective avec l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics, publiée moins d'un mois avant celle de la LTECV.

735. Le mode d'adaptation d'une ou de plusieurs de ces procédures au droit de l'énergie était également flou. Il était notamment envisagé au stade du projet de loi une disposition de renvoi aux dispositions pertinentes du droit de la commande publique, afin, sans créer aucune nouvelle norme, de faire bénéficier le secteur de l'énergie de toute évolution et amélioration ultérieure de celles-ci, y compris à la suite d'éventuelles modifications des directives européennes⁵⁶².

2) Une procédure proche de celle du dialogue compétitif

736. Le déroulement du dialogue concurrentiel est directement inspiré de la procédure de dialogue compétitif, régie par le droit de la commande publique. En revanche, afin de marquer clairement la distinction entre les deux procédures, la dénomination de « dialogue concurrentiel » a été choisie pour éviter la confusion entre les deux procédures, qui ne relèvent pas des mêmes législations. Le dialogue compétitif est en effet encadré par la directive « Marchés publics » 2014/24/UE et régi par l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics et le décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, tandis que le dialogue concurrentiel l'est par le code de l'énergie exclusivement.

a) L'organisation de la procédure de dialogue concurrentiel

737. La procédure de dialogue concurrentiel, organisée par les articles R.311-25-1 à R.311-25-15 du même code résultant du décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 instituant la procédure du dialogue concurrentiel, se déroule en trois grandes phases, portant sur la présélection des candidats, le dialogue lui-même, et l'établissement du cahier des charges et l'examen des offres.

⁵⁶² *Ibid.*, p. 164-165.

738. La première phase, de présélection des candidats, comprend cinq étapes.

739. Une première étape consiste à définir les modalités de la procédure. Dans ce cadre, le ministre chargé de l'énergie élabore un « document de consultation », qui précise l'objet du dialogue concurrentiel, le calendrier prévisionnel de la procédure, les exigences concernant les capacités techniques et financières du candidat et les pièces justificatives attendues lors de la phase de sélection des candidatures, les modalités d'évaluation des capacités techniques et financières des candidats, et enfin les critères, par ordre décroissant d'importance, de sélection des offres à l'issue du dialogue concurrentiel. Ce document de consultation est soumis à la CRE, qui dispose d'un délai d'un mois pour rendre son avis, délai au-delà duquel son avis est réputé donné.

Une deuxième étape, potentielle, permet d'encadrer le nombre de candidats. Le ministre peut en effet décider de limiter le nombre de candidats qui seront admis à participer au dialogue, sous réserve de ne pas descendre en dessous d'un nombre minimum de trois, ou fixer un nombre maximum. Il mentionne cette décision dans l'avis d'appel public à la concurrence.

La troisième étape porte sur la publicité de la procédure, qui passe par la publication d'un avis d'appel public à la concurrence au JOUE.

La quatrième étape porte sur la demande d'information, qui permet à chaque candidat d'adresser des demandes d'informations à la Commission de régulation de l'énergie, qui publie ensuite sur son site les réponses apportées par le ministre.

740. La cinquième et dernière étape de cette première phase consiste en l'établissement de la liste des candidats invités à dialoguer. Avant de procéder à l'examen des candidatures, la CRE, si elle constate que des pièces dont la production était réclamée sont absentes ou incomplètes, peut demander aux candidats de compléter leur dossier dans un délai approprié et identique pour tous. La liste des candidats invités à dialoguer est ensuite établie par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE, sur la base des capacités techniques et financières et au regard des modalités d'évaluation définies dans le document de consultation. Il est à noter que, même si un nombre minimum de candidats a été fixé dans le document de consultation, si le nombre de candidats satisfaisant aux critères de sélection est inférieur au nombre minimum prévu le ministre peut tout de même poursuivre la procédure avec les candidats sélectionnés. L'utilité de cette dernière disposition est visible à la lumière des appels d'offres passés, qui montrent que le nombre de candidats répondant aux critères de sélections, ou même candidatant, peut être inférieur à trois dans les projets éoliens en mer. Ainsi dans l'appel d'offres portant sur l'éolien offshore de 2011, un seul lot sur les 5 a reçu 3 offres, les autres lots n'en recevant qu'une ou deux⁵⁶³.

⁵⁶³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 avril 2012 portant avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine.

741. La deuxième phase, du dialogue proprement dit, a pour objectif de définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins, et sur la base desquelles ces candidats seront invités à remettre une offre. Cette phase comprend deux étapes.

742. La première étape, dite d'invitation au dialogue, consiste à envoyer aux candidats sélectionnés une invitation à participer au dialogue concurrentiel, qui comprend, notamment, un projet de cahier des charges, le calendrier prévisionnel de la phase de dialogue concurrentiel et un règlement de consultation. Ce règlement précise les modalités de déroulement du dialogue concurrentiel, l'obligation pour les candidats sélectionnés de s'engager pendant toute la durée de la phase de dialogue concurrentiel sur le maintien de leurs capacités techniques et financières à un niveau au moins équivalent à celui exigé au stade de la sélection des candidatures, et les conditions et les modalités selon lesquelles la modification de la composition des candidats ou des groupements candidats peut être agréée par le ministre chargé de l'énergie.

743. La seconde étape est le déroulement du dialogue lui-même. Plusieurs conditions procédures encadrent cette phase. Tout d'abord, les candidats doivent être entendus « *dans des conditions garantissant le respect d'une stricte égalité entre eux* ». Ensuite, le ministre chargé de l'énergie ne peut révéler des solutions proposées ou des informations confidentielles communiquées par un candidat dans le cadre de ces échanges sans l'accord de celui-ci. Enfin, aucun candidat ne peut pas être exclu durant cette phase, mais ceux-ci peuvent décider de se retirer. Il est également prévu que des précisions d'ordre technique, liées notamment aux études techniques de qualification des sites d'implantation, puissent être apportées au cours de la procédure par le ministre chargé de l'énergie.

744. La troisième phase porte sur l'établissement du cahier des charges et l'examen des offres. Elle comprend cinq étapes classiques, communes avec la procédure d'appel d'offres.

745. La première étape est celle de l'établissement du cahier des charges par le ministre de l'énergie. La procédure indique simplement que cette étape survient « *à l'issue du dialogue concurrentiel* ». La pondération des critères, s'il y en a plusieurs, est établie à ce stade. Dans ce cas, le code de l'énergie prévoit cependant, que les critères quantitatifs doivent représenter au moins 50 % de la pondération totale.

La seconde étape porte, à nouveau, sur la demande d'informations. De la même manière que celle prévue dans la première phase de la procédure, chaque candidat peut adresser des demandes d'informations à la Commission de régulation de l'énergie, qui publie ensuite sur son site les réponses apportées par le ministre.

La troisième étape est celle de la remise des offres. La procédure précise que la remise d'une offre vaut engagement du candidat à respecter, s'il est retenu, l'ensemble des obligations et prescriptions de toute nature figurant au cahier des charges et à mettre en service l'installation dans les conditions de la procédure de mise en concurrence.

La quatrième étape consiste en la sélection de l'offre par le ministre chargé de l'énergie, qui désigne les candidats retenus et avise tous les autres candidats du rejet de leurs offres.

Le ministre a également la possibilité de ne pas donner suite à la procédure. Dans ce cas de figure il en avise tous les candidats et les informe des motifs de sa décision. Le code de l'énergie précise expressément que cette décision n'ouvre droit à aucun remboursement des dépenses engagées par les candidats pour la procédure.

Enfin, la cinquième et dernière étape consiste en la conclusion du contrat d'achat ou complément de rémunération, dans les six mois qui suivent la demande qui en est faite par le candidat retenu.

b) Une procédure dans la continuité de la réforme de la procédure d'appel d'offres

746. Cette procédure, très différente dans ses phases de celle de l'appel d'offres, obéit cependant aux mêmes principes, codifiés aux articles L.311-10 à L.311-13-6 du code de l'énergie. Elle conserve également le même ordonnancement concernant la répartition des fonctions entre le ministre chargé de l'énergie et la CRE ainsi que concernant l'objectif de rationalisation par l'encadrement des délais.

747. Sur le premier point, celui de la répartition des fonctions dans la procédure de dialogue concurrentiel, la CRE remplit plusieurs fonctions dans la procédure de dialogue concurrentiel, de manière très similaire à la procédure d'appel d'offres réformée.

748. Elle a tout d'abord un rôle de conseil sur les documents structurants de la procédure et d'avis extérieur sur les choix du ministre chargé de l'énergie. Le ministre chargé de l'énergie soumet ainsi le document de consultation et le cahier des charges à la CRE, qui dispose à chaque étape d'un délai d'un mois pour rendre son avis, rendu public. En revanche, le cadre réglementaire ne traite pas de l'hypothèse d'une modification substantielle de ces documents après leur publication, bien que la CRE préconise de prévoir une nouvelle saisine dans ce cas⁵⁶⁴. En outre, il est prévu que, dans le cas où le choix envisagé par le ministre chargé de l'énergie sur les candidats retenus ou les offres sélectionnés n'est pas conforme à la proposition de la CRE, celle-ci rend dans un délai de quinze jours un avis sur le choix qu'il envisage. Enfin, la CRE a également un éventuel rôle de conseil durant la phase de dialogue, puisqu'elle peut y être associée par le ministre chargé de l'énergie.

749. La CRE a ensuite un rôle d'examen des candidatures et des offres. Au stade de la sélection des candidats, la procédure prévoit ainsi que la CRE est chargée d'accuser

⁵⁶⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

réception des dossiers de candidature et d'examiner les capacités techniques et financières des candidats. Si elle constate que des pièces dont la production était réclamée sont absentes ou incomplètes, elle a la faculté de demander aux candidats de compléter leur dossier, avant de procéder à cet examen et dans un délai approprié et identique pour tous. Elle adresse ensuite au ministre chargé de l'énergie la liste des candidatures qu'elle propose de sélectionner et celle des candidats non sélectionnés assortie des motifs de rejet.

Au stade de la sélection des offres, celles-ci sont remises par les candidats à la CRE, qui les examine et adresse au ministre chargé de l'énergie la liste des offres conformes et celle des offres non conformes assortie des motifs de non-conformité retenus. Elle lui adresse également le classement des offres avec le détail des notes et, à la demande du ministre, la fiche d'instruction détaillée de chaque offre justifiant les notes obtenues, la liste des projets qu'elle propose de retenir et un rapport de synthèse sur l'analyse des offres.

750. Sur le second point, la rationalisation de la procédure par l'encadrement des délais a représenté un enjeu important de la mise en place du dialogue concurrentiel, en raison de l'enjeu en termes de concurrence, et donc de niveau du soutien apporté, que représente le défaut de prévisibilité sur la durée de la procédure. En effet, celui-ci est de nature à accroître les coûts associés pour les entreprises, donc à réduire la concurrence en désincitant d'éventuels candidats à participer à la procédure. Cependant, si l'encadrement des délais a été poussé relativement loin, son effectivité reste ambiguë.

751. Un premier ensemble de délais sont fixés réglementairement. Au niveau de la première phase, la commission dispose ainsi d'un délai d'un mois à compter de sa saisine pour donner son avis sur le document de consultation et de quinze jours pour rendre son avis dans le cas où le choix des candidats envisagé par le ministre n'est pas conforme à sa proposition. De même, au niveau de la troisième phase, la CRE dispose d'un délai d'un mois pour examiner le cahier des charges, et de quinze jours pour rendre son avis dans le cas où le choix des offres envisagé par le ministre n'est pas conforme à son classement.

752. Un certain nombre d'autres délais sont fixés par les acteurs de la procédure, mais encadrés réglementairement.

753. Au niveau de la première phase, la date et l'heure limites de dépôt des dossiers de candidature sont fixées dans l'avis de publication au JOUE, mais le délai entre les deux ne peut être inférieur à trente jours, de manière similaire à ce que prévoit l'article 30 de la directive 2014/24/UE dans le cadre de la procédure de dialogue compétitif. Le fait que ce délai puisse être plus important vise manifestement, par analogie avec l'article 47 de la même directive, à tenir compte « *de la complexité du marché et du temps nécessaire pour préparer les offres* ». Pour cette raison, la CRE préconisait d'ailleurs de porter ce délai jusqu'à un minimum de six mois⁵⁶⁵.

⁵⁶⁵ *Ibid.*

754. De même, le délai dans lequel la CRE examine les capacités techniques et financières des candidats est fixé dans le document de consultation, mais ne peut être inférieur à un mois ni supérieur à deux mois à compter de la date limite de dépôt des dossiers de candidature. En revanche, il n'est pas prévu que le cahier des charges prévoit un délai entre la publication des réponses et le terme de la période de candidature, en dépit des préconisations de la CRE visant à garantir aux candidats un temps suffisamment important pour tenir compte dans leurs candidatures des informations apportées⁵⁶⁶.

755. Au niveau de la troisième phase, la date et l'heure de remise des offres sont fixées dans le cahier des charges, sous réserve de laisser aux candidats un délai d'au moins six mois à compter de la date de publication de l'avis d'appel public à la concurrence au JOUE, conformément à l'article 8 de la directive 2009/72/CE. Cependant, ce délai apporte peu de visibilité supplémentaire aux candidats, dans la mesure où le délai de six mois décompté à partir de la publication de l'avis au JOUE est a priori dépassé par la durée des étapes précédentes de la procédure. Cette rédaction de la procédure aboutit donc en pratique à ne pas fixer de délai minimal entre la mise à disposition du cahier des charges et la date de remise des offres. La CRE préconisait donc, compte tenu de ces éléments, de porter à six mois la durée minimale entre la publication du cahier des charges définitif et la date limite de remise des offres finales⁵⁶⁷. Il est d'ailleurs à souligner que, sans aller jusqu'à imposer non plus de délai minimal, la directive 2014/24/UE prévoit cependant que les pouvoirs adjudicateurs prolongent les délais de réception des offres de manière suffisante lorsqu'un complément d'informations, demandé en temps utile et d'une importance non négligeable pour la préparation d'offres recevables, notamment portant sur les spécifications techniques⁵⁶⁸, n'est pas fourni au moins six jours avant l'expiration du délai fixé pour la réception des offres.

756. La CRE examine ensuite les offres dans un délai fixé par le cahier des charges, qui ne peut être ni inférieur à quinze jours ni supérieur à quatre mois. L'encadrement de ce dernier délai est identique à celui prévu pour la procédure d'appel d'offres, ce qui, suivant la CRE, pourrait être insuffisant étant donné la complexité plus grande des offres dans le dialogue concurrentiel⁵⁶⁹.

757. Formellement, cette procédure est donc très encadrée en comparaison de du dialogue compétitif. Celle-ci prévoit en effet uniquement que délai minimal de réception des candidatures est de trente jours à compter de la date d'envoi de l'avis de marché,

⁵⁶⁶ *Ibid.*.

⁵⁶⁷ *Ibid.*.

⁵⁶⁸ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 47 et considérant 81.

⁵⁶⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

conformément à l'article 30 de la directive, et renvoie ensuite la définition des délais de réception des candidatures et des offres aux documents de consultation et à l'invitation à remettre une offre finale, en précisant seulement que ces délais doivent tenir compte de la complexité du marché public et du temps nécessaire aux opérateurs économiques pour préparer leur candidature et leur offre.

758. Toutefois, comme le montrent les nombreuses préconisations de la CRE non retenues visant à imposer des délais minimaux plus importants, le ministre chargé de l'énergie conserve une très importante marge de manœuvre pour fixer le rythme d'une procédure de dialogue concurrentiel. D'une part, les délais minimaux fixés par le code de l'énergie correspondent manifestement à des estimations basses du temps minimal nécessaire à la réalisation de chacune des étapes, et n'imposent donc qu'une faible contrainte au ministre chargé de l'énergie. D'autre part, les autres étapes, notamment l'ensemble de la phase de dialogue, ne sont pas encadrées par des délais fixes, mais uniquement par des délais fixés dans des « calendriers prévisionnels », compris dans le document de consultation et dans l'invitation à participer au dialogue concurrentiel comprend un « calendrier prévisionnel de la phase de dialogue concurrentiel ». Sur ce point également, la préconisation de la CRE d'encadrer réglementairement la durée maximale du dialogue, afin de compenser le caractère prévisionnel de ces calendriers⁵⁷⁰, n'a pas été retenue et le document de consultation précise expressément que « *l'Etat se réserve la possibilité de modifier le calendrier prévu à l'article 2 ainsi que toute autre date communiquée dans le cadre de la procédure* ». En raison de ces différents éléments, il semble donc que l'encadrement des délais de la procédure apporte finalement peu de visibilité aux candidats, qui restent très dépendants de la volonté ministérielle d'imposer un certain rythme à chaque dialogue concurrentiel.

B/ Une procédure adaptée aux spécificités du secteur des énergies renouvelables

759. La procédure du dialogue concurrentiel est directement inspirée de la procédure de dialogue compétitif du droit de la commande publique afin de garantir la plus grande sécurité juridique possible au regard du droit de l'Union européenne. Un raisonnement par analogie s'impose donc pour évaluer dans quelle mesure la doctrine jurisprudentielle et administrative qui est progressivement venue développer les termes de cette procédure peut être applicable à la procédure de dialogue concurrentiel.

D'une part l'analyse de cette procédure montre que si l'influence du dialogue compétitif est certaine, son adaptation aux spécificités du secteur des énergies renouvelables la rapproche par certains aspects de la procédure d'appel d'offres (1). D'autre part, en l'absence de précisions quant aux possibilités ouvertes au ministre chargé de l'énergie dans le dialogue avec les candidats, la lecture de ses dispositions à la lumière du droit de la commande publique permet d'établir un équilibre entre liberté de dialogue et sécurité des candidats (2).

⁵⁷⁰ *Ibid.*

1) Une procédure intermédiaire entre les procédures de dialogue compétitif et d'appel d'offres

760. La procédure de dialogue concurrentiel présente des différences importantes avec celle du dialogue compétitif, tant au niveau des objectifs de la phase de dialogue qu'au niveau de la répartition des éléments intervenant dans le processus de sélection entre les différentes étapes des deux procédures. Du fait de l'importance de ces différences, il semble que la procédure de dialogue concurrentiel, quoique inspirée du dialogue compétitif, ne soit pas exactement sa transposition au domaine des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. La procédure élaborée sous le nom de dialogue concurrentiel résulte davantage d'un mixte entre les principes du dialogue compétitif, qui a servi de modèle, et ceux de la procédure d'appel d'offres, dont la procédure de dialogue concurrentiel a gardé certains traits essentiels, notamment la remise des offres immédiatement sur la base d'un cahier des charges.

761. La procédure de dialogue concurrentiel reprend tout d'abord un certain nombre de caractéristiques du dialogue compétitif.

762. En premier lieu, le dialogue concurrentiel comme le dialogue compétitif sont définis autour de la notion de « besoin » de l'initiateur de la procédure. L'article R.311-12 du code de l'énergie définit en effet la procédure de dialogue concurrentiel comme une procédure « *par laquelle le ministre chargé de l'énergie dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure en vue de définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins et sur la base desquelles ces candidats sont invités à remettre une offre* ».

763. Cette définition pose la question de la notion de « besoins », qui est le critère permettant d'ouvrir cette procédure. À défaut de définition dans le code de l'énergie ou une jurisprudence spécifique, le droit de la commande publique peut apporter un éclairage. En effet, la directive 2014/24/UE, dans la continuité de la directive 2004/18/CE, impose la définition préalable des besoins par le pouvoir adjudicateur dans le cadre de la procédure de dialogue compétitif⁵⁷¹. De manière très proche de la rédaction de l'article R.311-12 du code de l'énergie, l'article 75 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics définit donc le dialogue compétitif comme « *la procédure dans laquelle l'acheteur dialogue avec les candidats admis à participer à la procédure en vue de définir ou développer une ou plusieurs solutions de nature à répondre à ses besoins et sur la base de laquelle ou desquelles les participants au dialogue sont invités à remettre une offre* », et indique que « *l'acheteur définit ses besoins et ses exigences dans l'avis de marché et, le cas échéant, dans un programme fonctionnel ou un projet partiellement défini* ». Son article 38 précise à cet égard que les informations fournies dans les documents de la consultation, par lesquels il définit ses

⁵⁷¹ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 30.

besoins, « *sont suffisamment précises pour permettre aux opérateurs économiques de déterminer la nature et l'étendue du besoin et de décider de demander ou non à participer à la procédure* ».

764. Ces dispositions doivent être lues au regard des articles de l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics portant sur la définition préalable des besoins, notamment l'article 31 qui dispose que « *les prestations à réaliser sont définies par référence à des spécifications techniques* ». Le lien entre définition des besoins et spécifications techniques a été précisé par la doctrine administrative⁵⁷², qui indique que le pouvoir adjudicateur a le choix entre deux possibilités, se référer à des normes ou à d'autres documents préétablis approuvés par des organismes reconnus, ou exprimer les spécifications techniques, en termes de performances à atteindre ou d'exigences fonctionnelles. Dans le cadre du dialogue compétitif, qui vise à donner une vision plus complète et comparative des solutions techniques, financières ou juridiques que le marché peut offrir, la doctrine administrative privilégie le recours à un document de consultation plus fonctionnel que descriptif, qui décrive en termes pratiques les résultats à atteindre, afin de ne pas enfermer les offres dans des spécifications techniques trop précises⁵⁷³.

765. Si les deux procédures s'ordonnent autour de la notion « besoin » et de l'objectif de définir la meilleure solution permettant de répondre aux besoins de la personne publique, en revanche l'organisation du dialogue concurrentiel diffère de façon importante de celle du dialogue compétitif, pour reprendre une structure générale plus proche de l'appel d'offres.

766. La procédure de dialogue concurrentiel distingue dans le processus d'élaboration du cahier des charges deux documents, le « document de consultation », régi par l'article R.311-25-1 du code de l'énergie, et le « cahier des charges », régi par l'article R.311-25-12 du même code. Les trois catégories d'éléments servant à sélectionner un lauréat que le droit de la commande publique fait apparaître dans les documents mis à disposition des candidats sont réparties entre ces deux documents.

Cette répartition, ainsi que la précision de chaque élément, est différente dans la procédure de dialogue compétitif. Celle-ci en effet ne connaît pas la distinction entre document de consultation et cahier des charges mais une distinction entre documents de consultation et « invitation à remettre une offre finale ».

767. La procédure de dialogue compétitif prévoit que les « documents de la consultation » comprennent tous les éléments nécessaires aux candidats pour déposer leurs propositions de solutions, tout en laissant une grande marge de manœuvre à l'acheteur pour en déterminer la forme. Les informations qui y sont données doivent seulement être

⁵⁷² Circulaire du 14 février 2012 relative au Guide de bonnes pratiques en matière de marchés publics.

⁵⁷³ Charte du dialogue compétitif, 18 janvier 2007.

« suffisamment précises pour permettre aux opérateurs économiques de déterminer la nature et l'étendue du besoin et de décider de demander ou non à participer à la procédure »⁵⁷⁴.

768. L'invitation à remettre une offre finale, en revanche, n'a pas d'autre objet que d'indiquer la date limite et l'adresse de réception des offres. Dans le cadre de la procédure de dialogue compétitif, les conditions de participation à la procédure⁵⁷⁵ et les critères de sélection⁵⁷⁶ sont donc entièrement détaillés dans le document de consultation, de même que les spécifications techniques, même si celles-ci, du fait de l'objet de cette procédure, sont nécessairement peu élaborées à stade⁵⁷⁷.

769. Au contraire, dans le cadre de la procédure de dialogue concurrentiel, ces éléments sont répartis entre le « document de consultation » et le « cahier des charges » et sont progressivement précisés au cours de la procédure⁵⁷⁸.

770. Contrairement à ce qui est prévu par la procédure de dialogue compétitif, les spécifications techniques sont présentes de manière extrêmement peu élaborée au stade du document de consultation, celui-ci indiquant seulement « l'objet du dialogue concurrentiel ». En effet, un certain nombre d'informations essentielles ne sont apportées que durant la phase de dialogue. Ainsi, dans le dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016, les résultats des études préalables et les différentes contraintes à prendre en considération sont exposés durant le dialogue concurrentiel⁵⁷⁹.

771. Les spécifications techniques sont ensuite développées dans le cahier des charges, rédigé à l'issue de la phase de dialogue. Celui-ci comporte « *la description des installations faisant l'objet de la procédure et des conditions qui leur sont applicables* », notamment les caractéristiques énergétiques et techniques du type d'installations concerné, les conditions économiques et financières de leur exploitation, notamment la durée et les modalités financières du contrat d'achat ou du contrat de complément de rémunération, et les prescriptions de toute nature imposées aux différents stades de l'exploitation. À ce stade les spécifications techniques sont donc fortement plus précises et détaillées que celles qui sont données aux candidats dans la procédure de dialogue concurrentiel, puisque dans celle-ci les candidats remettent leurs offres directement sur les solutions qu'ils ont développées au cours du dialogue.

⁵⁷⁴ Décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, article 38.

⁵⁷⁵ *Ibid.*, article 44.

⁵⁷⁶ *Ibid.*, article 75.

⁵⁷⁷ *Ibid.*, article 75.

⁵⁷⁸ Code de l'énergie, articles R.311-25-1 à 15.

⁵⁷⁹ Réponses aux questions des candidats relatives au dialogue concurrentiel n° 1/2016, Q54 [26/01/2017] et Q56 [26/01/2017].

772. De même, les informations relatives au déroulement de la procédure, notamment la date et l'heure limites de dépôt des offres, l'adresse électronique à laquelle le candidat fait parvenir son offre, et les modalités d'instruction des offres, sont données aux candidats dans le cahier des charges et non dans le document de consultation, contrairement à ce que prévoit la procédure de dialogue compétitif, faute de cahier des charges ultérieur.

773. Enfin, les critères de sélection ne sont indiqués dans le document de consultation que par ordre décroissant d'importance, sans être encore pondérés, et ne sont développés que dans le cahier des charges, rédigé à l'issue de la phase de dialogue.

774. Cette gradation de la précision des critères d'attribution, quoique différente de celle prévue par la procédure de dialogue compétitif, est cependant en conformité avec l'interprétation faite par la Commission de la directive 2014/24/UE. En effet, l'article 67 de la directive 2014/24/UE dispose que le pouvoir adjudicateur indique dans les documents de marché soit la pondération relative des critères d'attribution, soit uniquement les critères par ordre décroissant d'importance lorsque leur pondération n'est pas possible pour des raisons objectives. Or, cette dernière disposition est à lire à la lumière du considérant 90 de la directive, suivant lequel les pouvoirs adjudicateurs peuvent déroger à l'obligation d'indiquer la pondération des critères d'attribution lorsqu'elle ne peut pas être établie au préalable en raison de la complexité du marché⁵⁸⁰. Cette condition semble a priori devoir être remplie dans le cas du dialogue concurrentiel, dans la mesure où cette procédure a été mise en place précisément pour les projets présentant une certaine complexité.

775. Cette différence entre les modes de répartition et de précision des différents éléments nécessaires aux candidats pour déposer leurs propositions de solutions est essentielle, dans la mesure où elle est liée à des objectifs différents de la phase de dialogue, et amène donc à nuancer l'analyse de la procédure de dialogue concurrentiel comme étant une simple adaptation de la procédure de dialogue compétitif au droit de l'énergie.

776. En effet, aux termes des articles R.311-12 et R.311-25-12 du code de l'énergie, la phase de dialogue de la procédure de dialogue concurrentiel doit permettre de « *définir ou développer les solutions de nature à répondre à ses besoins* », sur la base desquelles ces candidats sont invités à remettre une offre à partir d'un cahier des charges rédigé à l'issue de celle-ci. L'objectif est donc d'aboutir à la rédaction du cahier des charges, sur la base duquel les candidats participant au dialogue sont appelés à soumettre une offre, c'est-à-dire de mettre en œuvre une seconde phase similaire à la procédure d'appel d'offres prévue par ailleurs par le code de l'énergie. En revanche, l'objectif du dialogue dans la procédure de dialogue compétitif est de mettre en concurrence plusieurs solutions techniques, précisées au cours du dialogue, et sur la base desquelles les offres sont ensuite remises sans qu'un nouveau cahier des charges ne soit nécessaire.

⁵⁸⁰ Fiche explicative de la Commission européenne sur le dialogue compétitif.

77. Il semble donc bien que, quoique inspirée du dialogue compétitif du droit de la commande publique, la procédure de dialogue concurrentiel représente une forme de mise en concurrence intermédiaire entre cette procédure, dont elle reprend la mise en œuvre d'un dialogue avec les candidats en vue d'établir la solution optimale pour répondre aux besoins de la personne publique, et l'appel d'offres, dont elle reprend la mise en concurrence sur la base d'un cahier des charges.

2) Une procédure visant un équilibre entre liberté de dialogue et sécurité des candidats

78. Si la procédure de dialogue concurrentiel est proche de la procédure de dialogue compétitif, le déroulement de la phase de dialogue qu'elle prévoit, qui est le cœur et la spécificité de ce type de procédure, est moins encadré que celle organisée par le décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, et reste peu précise sur de nombreux points. La procédure de dialogue concurrentiel ayant été mise en place en s'inspirant du dialogue compétitif, en vue d'assurer une sécurité juridique maximale au regard du droit de l'Union européenne, un raisonnement par analogie s'impose pour orienter l'interprétation des dispositions de la procédure de dialogue concurrentiel, de manière à assurer le respect des conditions de transparence et la non-discrimination imposées par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

a) Une procédure assurant une liberté importante au ministre chargé de l'énergie dans le dialogue avec les candidats

79. Le déroulement de la phase de dialogue est très faiblement encadré sur le plan procédural, l'article R.311-25-9 du code de l'énergie disposant simplement que « *le ministre chargé de l'énergie organise et conduit le dialogue concurrentiel* », et l'article R.311-25-12 de ce code que la rédaction du cahier des charges se fait « *à l'issue du dialogue concurrentiel* », sans conditionner la fin du dialogue. Au contraire, l'article 76 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics apporte plusieurs indications positives, qui garantissent la légalité de certaines pratiques permettant une importante marge de discussion.

80. Cet article dispose ainsi que « *tous les aspects du marché public peuvent être discutés avec les participants sélectionnés* », et précise que « *le dialogue peut se dérouler en phases successives de manière à réduire le nombre de solutions à discuter, en appliquant les critères d'attribution définis dans l'avis de marché ou dans un autre document de la consultation* », sous réserve que l'acheteur indique dans les documents de la consultation s'il fera usage de cette possibilité. De même, cet article impose que le nombre de solutions restant

à discuter doit être dans la phase finale de dialogue « *suffisant pour assurer une concurrence réelle, pour autant qu'il y ait un nombre suffisant de solutions remplissant les conditions requises* ». Surtout, la doctrine administrative et la jurisprudence ont approfondi et développé le contenu de cet encadrement, qui peut fonder une interprétation des articles R.311-25-9 et 12 du code de l'énergie.

781. Tout d'abord, un premier ensemble de développements a porté sur l'indication que « *tous les aspects du marché public peuvent être discutés avec les participants sélectionnés* ». La doctrine a ainsi précisé que ces termes n'ouvrent pas au pouvoir adjudicateur un champ de discussion infini, mais signifient que le dialogue peut porter sur tous les éléments à l'exception de certains éléments intangibles, notamment la nature et l'étendue des besoins de la personne publique.

782. La doctrine administrative de la Commission a en effet indiqué que « *les éléments substantiels voire fondamentaux* » des avis d'appel public à la concurrence et du document descriptif ne peuvent être modifiés au cours de la procédure d'attribution, et que les critères d'attribution, ainsi que leur ordre d'importance, ne peuvent pas être modifiés en cours de procédure⁵⁸¹. Cette distinction entre deux ensembles d'éléments a été précisée en droit interne par le Conseil d'Etat⁵⁸². Celui-ci a ainsi rappelé que les objectifs sur la nature et l'étendue des besoins définis dans le programme fonctionnel ne peuvent évoluer durant le dialogue, mais peuvent faire l'objet de « *précisions nécessaires pour répondre aux éléments d'information complémentaires apparus au cours de la procédure* ».

783. Suivant les explications données par la Commission, la discussion peut donc porter sur les aspects techniques, juridiques, par exemple la répartition et la limitation des risques, les garanties, les possibilités de création de sociétés de projets, et financiers du projet⁵⁸³. Cette liberté de discussion est importante. La jurisprudence a ainsi confirmé que la discussion pouvait porter sur des éléments structurants de la procédure, comme le découpage entre une tranche ferme et des tranches conditionnelles ou encore la décomposition des prix⁵⁸⁴.

784. La directive 2014/24/UE a repris la distinction jurisprudentielle entre ces deux catégories d'éléments, avec la notion des « *exigences minimales* », qui ne sont pas négociables⁵⁸⁵. Cette notion est définie, au considérant 45 de cette directive, comme « *les conditions et caractéristiques (notamment physiques, fonctionnelles et juridiques) que toute*

⁵⁸¹ Fiche explicative du dialogue compétitif de la Commission européenne.

⁵⁸² CE, 4 avril 2005, *Commune de Castellar*, n° 265784.

⁵⁸³ Fiche explicative du dialogue compétitif de la Commission européenne.

⁵⁸⁴ CAA Douai, 29 janvier 2015, n° 13DA01529.

⁵⁸⁵ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 30.

offre est tenue de remplir ou de posséder afin de permettre au pouvoir adjudicateur d'attribuer le marché conformément au critère d'attribution retenu ».

785. Les documents de consultations du dialogue compétitif comprennent donc d'une part des éléments intangibles, comprenant les critères d'attribution et les exigences minimales définies par l'acheteur, lesquelles doivent intégrer au moins les clauses portant sur la nature et l'étendue des besoins, et d'autre part le reste des éléments, ouverts à la discussion.

786. Les champs respectifs des deux ensembles sont variables, puisque l'étendue des exigences minimales dépend du pouvoir adjudicateur. Il importe donc de les délimiter avec attention, car une délimitation trop étroite des éléments non négociables risque d'entraîner une dispersion coûteuse et inutile des travaux des candidats, tandis qu'une définition trop étendue réduit la diversité des solutions proposées. Compte tenu de ces considérations, la Charte du dialogue compétitif préconisait de rédiger le programme fonctionnel en termes de performances à atteindre et d'exigences à respecter en précisant les éléments intangibles et les éléments pouvant être modifiés au cours du dialogue compétitif⁵⁸⁶.

787. Un second ensemble de développements a porté sur la possibilité de diviser le dialogue en « phases successives », conformément à l'article 30 de la directive 2014/24/UE. Cet article permet un tel séquençage afin de réduire progressivement le nombre de solutions, sous réserve d'appliquer à cette sélection les critères d'attribution indiqués dans l'avis de marché ou dans le document descriptif. La doctrine de la Commission a apporté des indications supplémentaires sur cette disposition⁵⁸⁷.

788. Notamment, le terme de « solutions » utilisées par la directive dans ce cadre n'a pas un contenu formel précis, mais est nettement distingué des « offres » remises sur la base du cahier des charges définitif. Ainsi, quelles que soient les dénominations des documents soumis par les candidats dans la phase de dialogue, *« il est de toute manière clair que même en les considérant comme des offres, il ne peut être exigé qu'elles comprennent « tous les éléments requis et nécessaires pour la réalisation du projet », étant donné que cette exigence ne s'applique qu'aux offres soumises à la fin de la phase du dialogue ».*

Par ailleurs, il est clair la réduction progressive visée porte sur le nombre de solutions à discuter et non sur le nombre de candidats, même si la réduction de l'un peut aboutir à la réduction de l'autre. En effet, la Commission indique que, si dans la plupart des cas chacun des participants ne développe qu'une solution, et que l'élimination d'une solution signifie donc aussi l'élimination du candidat qui la porte, rien dans la directive n'empêche le pouvoir adjudicateurs de permettre aux participants de proposer plusieurs solutions chacun. Pour autant, le fait que la réduction porte sur le nombre de solutions à discuter, et non directement

⁵⁸⁶ Charte du dialogue compétitif, 18 janvier 2007, p. 6.

⁵⁸⁷ Fiche explicative du dialogue compétitif de la Commission européenne.

sur le nombre de candidats, n'entraîne pas la possibilité d'orienter le dialogue avec les candidats sur la base d'une solution dégagée par un autre candidat si cela implique la transmission d'informations protégées par les règles de confidentialité de la procédure.

789. Enfin, si l'article 66 de la directive 2014/24/UE impose que la réduction du nombre de solutions au cours de la phase de dialogue reste dans une limite permettant d'assurer une concurrence réelle au stade de la sélection des offres, elle prévoit aussi que cette règle ne s'applique que « *pour autant qu'il y ait un nombre suffisant de solutions ou de candidats appropriés* ». Suivant l'interprétation de la Commission, « *il se peut donc que la réduction du nombre par application des critères d'attribution démontre que le nombre de solutions ou de candidats appropriés soit un seul, ce qui n'empêcherait pas les pouvoirs adjudicateurs de continuer la procédure* ».

790. Un troisième ensemble de développements a porté sur la fin du dialogue, qui n'est pas encadrée dans la procédure de dialogue compétitif. L'article 76 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics dispose ainsi que « *l'acheteur poursuit le dialogue jusqu'à ce qu'il soit en mesure d'identifier la ou les solutions qui sont susceptibles de répondre à ses besoins* », et y met fin « *lorsqu'il estime que le dialogue est arrivé à son terme* ». Ces indications peuvent sembler étonnantes, tant une telle pratique semble évidemment induite par l'objet de la procédure. Il semble plutôt qu'il faille les interpréter, comme le fait la Charte du dialogue compétitif, comme une prescription de « *ne pas poursuivre des discussions inutiles et coûteuses avec des candidats dès lors que leur solution n'apparaît plus susceptible d'être retenus en phase finale* ».

b) Une procédure garantissant une certaine sécurité aux candidats dans le dialogue avec le ministre chargé de l'énergie

791. La procédure du dialogue concurrentiel encadre l'action du ministre chargé de l'énergie en vue de protéger l'égalité de traitement des candidats et leurs intérêts industriels et commerciaux. L'article R.311-25-10 du code de l'énergie dispose premièrement que « *les candidats sont entendus dans des conditions garantissant le respect d'une stricte égalité entre eux* ». Il dispose ensuite que « *le ministre chargé de l'énergie ne peut révéler des solutions proposées ou des informations confidentielles communiquées par un candidat dans le cadre de ces échanges sans l'accord de celui-ci* ». Il dispose enfin que « *des précisions d'ordre technique, liées notamment aux études techniques de qualification des sites d'implantation, peuvent être apportées au cours de la procédure par le ministre chargé de l'énergie* » et que plus largement « *toute information susceptible de modifier l'offre finale des candidats est communiquée à l'ensemble des candidats* ».

792. Ces prescriptions sont très proches de celles de l'article 30 de la directive 2014/24/UE, qui dispose d'une part qu'« *au cours du dialogue, les pouvoirs adjudicateurs*

assurent l'égalité de traitement de tous les participants. À cette fin, ils ne donnent pas, de manière discriminatoire, d'information susceptible d'avantager certains participants par rapport à d'autres », et d'autre part que « les pouvoirs adjudicateurs ne révèlent pas aux autres participants les solutions proposées ou d'autres informations confidentielles communiquées par un candidat ou un soumissionnaire participant au dialogue sans l'accord de celui-ci. Cet accord ne revêt pas la forme d'une renonciation générale mais vise des informations précises dont la communication est envisagée ». Plus largement, l'article 21 de cette directive pose le principe général selon lequel « le pouvoir adjudicateur ne divulgue pas les renseignements que les opérateurs économiques lui ont communiqués à titre confidentiel, y compris, entre autres, les secrets techniques ou commerciaux et les aspects confidentiels des offres ». Les dispositions régissant le dialogue compétitif ont transposé cette prescription sous une formulation plus concise, en prévoyant que « le dialogue est conduit dans le respect du principe d'égalité de traitement de tous les participants. À cette fin, l'acheteur s'abstient de donner toute information susceptible d'avantager certains participants par rapport à d'autres »⁵⁸⁸.

793. Il est à souligner que l'ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics et le décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, à la suite de la directive 2014/24/UE, n'ont pas repris une disposition présente à l'article 67 du code des marchés publics, qui prévoyait que le pouvoir adjudicateur pouvait « comparer » les solutions en concurrence pour identifier celles susceptibles de répondre aux besoins avant de mettre fin au dialogue. La notion de « comparaison » des solutions était en effet vague et susceptible d'interprétations très différentes. La jurisprudence l'avait notamment interprétée comme permettant d'organiser des essais afin de mieux identifier la solution susceptible de répondre aux besoins définis dans le marché, et pouvant conduire à modifier la prévision d'éléments techniques à prendre en compte⁵⁸⁹. L'impact de la suppression de la notion de « comparaison » des solutions dans la directive 2014/24/UE et le droit de la commande publique interne est difficile à évaluer, la comparaison étant supposée nécessaire et donc évidente dans le processus de dialogue compétitif. Ainsi, la Charte du dialogue compétitif, adoptée en 2007 par les trois associations nationales des élus locaux, préconisant de « *veiller à la comparabilité des offres finales de manière à permettre un choix clair de l'offre économiquement la plus avantageuse pour la personne publique, conformément aux critères hiérarchisés ou pondérés du règlement de la consultation initiale* ». En tout état de cause, la doctrine de la Commission interprète l'article 30 de la directive 2014/24/UE comme imposant un dialogue individuel avec chacun des participants sur base des idées et solutions de l'opérateur économique concerné, afin d'éviter l'utilisation des idées ou solutions d'un des participants par un autre⁵⁹⁰.

⁵⁸⁸ Décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, article 68.

⁵⁸⁹ CAA Douai, 29 janvier 2015, n° 13DA01529.

⁵⁹⁰ Fiche explicative du dialogue compétitif de la Commission européenne.

794. Cependant, l'objectif de la phase de dialogue diffère cependant sur un point important entre le dialogue concurrentiel et le dialogue compétitif. Dans le premier, l'objectif est d'aboutir à la rédaction du cahier des charges, sur la base duquel les candidats participant au dialogue sont appelés à soumettre une offre. En revanche, dans le second, l'objectif du dialogue est de mettre en concurrence plusieurs solutions techniques précisées au cours du dialogue sur la base de l'avis de dans l'avis de marché et, le cas échéant, dans un autre document de consultation remis avant la phase de dialogue. Les offres sont ensuite remises sur la base de ces solutions, sans qu'un nouveau cahier des charges ne soit nécessaire. Le principe d'étanchéité des échanges, préconisée par la Commission, est donc adapté à la procédure de dialogue compétitif mais pas nécessairement à celle du dialogue concurrentiel.

795. À cet égard, dans le cadre du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016, le ministre chargé de l'énergie a annoncé que « *les discussions auront essentiellement lieu séparément avec les candidats présélectionnés* », mais que des réunions plénières thématiques avec l'ensemble des candidats sont également possibles⁵⁹¹.

796. L'enjeu sur ce point est donc de concilier la contrainte de protection des solutions proposées ou des informations confidentielles avec la finalité du dialogue, qui est d'offrir une pluralité de solutions techniques, financières et juridiques permettant d'aboutir à la rédaction d'un cahier des charges. L'article R.311-25-10 du code de l'énergie prévoit certes, comme le fait la procédure de dialogue compétitif, la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de demander à un candidat son accord pour révéler une solution proposée ou des informations confidentielles, mais cette disposition soulève plusieurs questions, relevées très tôt par les organisations professionnelles dans un Guide du dialogue compétitif⁵⁹². Cette possibilité se heurte aux intérêts essentiels des entreprises, dont les solutions développées, qui représentent un coût de conception, constituent une part importante de leur avantage compétitif dans le dialogue. Elle paraît donc devoir rester théorique.

⁵⁹¹ Réponses aux questions des candidats relatives au dialogue concurrentiel n° 1/2016, Q82 [31/01/2017].

⁵⁹² MEDEF, *Guide du dialogue compétitif*, mars 2007.

Section II : Des systèmes d'attribution aux objectifs déséquilibrés

797. À côté de la réforme de leur ordonnancement juridique, orientée vers le fonctionnement des procédures elles-mêmes, une seconde dimension de la réforme des systèmes concurrentiels d'attribution des mécanismes de soutien est orientée vers les objectifs poursuivis par les pouvoirs publics à travers leur mise en œuvre. Cette dimension constitue l'actualisation par le législateur et le pouvoir réglementaire de l'équilibre, à la réalité encore incertaine dans le texte de la LTECV, entre les principes visant la concurrence entre les installations de production d'énergie renouvelable et les principes visant à maintenir une planification du mix énergétique français.

798. La LTECV se caractérise en effet par un fort déséquilibre entre, d'un côté, l'objectif de développement de la concurrence dans le mode d'octroi des aides, imposé par la Commission mais qui n'est repris par le législateur ni dans les objectifs de la politique de l'énergie ni dans les mesures normatives de la loi, et, d'un autre côté, l'objectif de maintien du rôle planificateur de l'Etat, plusieurs fois confirmé à l'article premier de la loi et étayé par de nombreuses dispositions normatives.

799. Toutefois, la mise en œuvre de cette loi montre que, si la rhétorique à l'œuvre dans ses dispositions non normatives maintient le silence sur le renforcement de la concurrence dans l'octroi des aides à la production d'électricité renouvelable, le législateur et le pouvoir réglementaire n'en ont pas moins appliqué ce principe issu du droit de l'Union européenne, y compris pour des motifs propres à l'acceptabilité du développement de ce mode de production d'énergie en France.

800. Le régime juridique des systèmes d'attribution des mécanismes de soutien mis en place en application de la LTECV montre ainsi un renforcement concomitant du principe concurrentiel et des moyens à la disposition des pouvoirs publics en vue d'orienter le développement des filières de production d'énergie renouvelable. Cette évolution vise à répondre aux impératifs d'acceptation économique et sociale de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable (I) et aux objectifs de développements économiques des pouvoirs publics (II).

I/ Une réforme orientée par des impératifs d'acceptation économique et sociale

801. La réforme des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie a été orientée par des impératifs d'acceptation économique et sociale de la politique de développement des énergies renouvelables. Cette première dimension de la révision de ces procédures vise à en faire des moyens à la disposition de l'autorité administrative afin d'apporter une partie des réponses aux défis posés au développement des énergies renouvelables en termes d'acceptabilité. Cette problématique recouvre essentiellement deux

aspects. Le premier, commun à l'ensemble des filières, est lié au coût pour la collectivité du soutien à la production d'électricité renouvelable, reflété par la croissance continue de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) jusqu'à la réforme de la fiscalité énergétique de la loi de finances pour 2017⁵⁹³. Le second, spécifique à certaines filières, notamment l'éolien, est lié à l'acceptation des infrastructures de production d'énergies renouvelables et de leurs effets réels ou supposés sur leur environnement, perçus d'autant plus défavorablement qu'ils sont peu compensés par des retombées économiques positives locales.

802. Le législateur et le pouvoir réglementaire ont donc voulu exploiter les potentialités du pouvoir d'orientation dont ils disposent au travers des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie pour apporter des solutions à ces deux enjeux. Ces procédures ont donc été réformées en vue d'accélérer la baisse des coûts de production des énergies renouvelables (A) et de renforcer la participation des territoires et des citoyens aux projets d'installations de production d'énergie renouvelable (B).

A/ Une réforme visant à accélérer la baisse des coûts de production

803. En vue de réduire le coût pour la collectivité du soutien au développement de la production d'électricité renouvelable, et compte tenu du caractère très capitalistique de la filière de l'éolien en mer, la procédure de dialogue concurrentiel est structurée suivant deux axes, l'un visant l'accroissement de la concurrence entre les candidats (1) et l'autre la diminution des risques pour les développeurs de l'autre (2).

1) Une concurrence entre les candidats accentuée dans le dialogue concurrentiel

804. L'accroissement du niveau de concurrence dans le cadre de la procédure concurrentielle pose la question de la mise en œuvre de la phase de sélection des candidats. Il dépend d'une part du nombre minimum de candidats exigés et de la possibilité de fixer un nombre maximum, et d'autre part du niveau d'exigence concernant les capacités techniques et financières des candidats.

805. Relativement à la question de l'encadrement du nombre de candidats, l'article R.311-25-3 du code de l'énergie dispose que l'avis au JOUE mentionne, le cas échéant, le nombre minimum, qui ne peut être inférieur à trois, et le nombre maximum de candidats admis à participer à la procédure, ainsi que les critères objectifs et non discriminatoires de réduction du nombre de candidats.

⁵⁹³ Loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, article 44.

806. Ces dispositions sont très proches des conditions fixées par l'article 65 de la directive 2014/24/UE, dans la continuité de la directive 2004/18/CE, relativement à la limitation du nombre de candidats dans les dialogues compétitifs. Cette possibilité apparaît cependant peu utile et d'une mise en œuvre compliquée. En effet, dans la mesure où cette procédure est destinée à s'appliquer à des projets complexes que peu d'acteurs industriels sont à même de mener, il est peu probable qu'une telle limitation soit nécessaire. L'expérience montre d'ailleurs que le nombre de candidats répondant aux critères de sélections, ou même candidatant, peut être inférieur à trois, notamment pour les grands projets. Ainsi dans l'appel d'offres portant sur l'éolien offshore de 2011, un seul lot sur les cinq a reçu trois offres, les autres lots n'en recevant qu'une ou deux⁵⁹⁴. L'enjeu dans cette filière est donc davantage d'élargir le périmètre des candidats potentiels dès la première phase. Dans cette perspective, la CRE préconisait de publier avec le document de consultation un « projet de cahier des charges », de supprimer la possibilité de fixer un nombre maximum de candidats retenus, de porter à six mois les durées minimales entre la publication du document de consultation et la remise des dossiers de candidature d'une part, et entre la publication du cahier des charges définitif et la date limite de remise des offres finales d'autre part⁵⁹⁵.

807. Relativement à la question du niveau d'exigence concernant les capacités techniques et financières des candidats, l'article R.311-25-1 du code de l'énergie dispose, de manière très similaire à ce qu'autorise en droit de la commande publique la directive 2014/24/UE⁵⁹⁶, que le document de consultation précise notamment les exigences concernant les capacités techniques et financières du candidat.

808. Le niveau de précision exigé des candidats dans le cadre de la procédure de dialogue concurrentiel n'est cependant pas encadré par le code de l'énergie, et n'apparaît que dans les cahiers des charges des premières procédures mises en œuvre. Ainsi, les informations demandées par le document de consultation du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016⁵⁹⁷ visent d'une part à évaluer les capacités techniques « *à construire, à exploiter et à assurer la maintenance d'un projet d'ampleur, tel que le projet faisant l'objet de la présente mise en concurrence* », et d'autre part à évaluer ses capacités à « *assurer le financement du projet* ». Au titre de l'examen des capacités techniques, le candidat doit fournir une note justifiant sa capacité à assurer les tâches de maîtrise d'ouvrage et mettre en avant, s'il en dispose, son expertise dans le domaine de l'éolien en mer. Au titre de l'examen des capacités

⁵⁹⁴ Délibération Commission de régulation de l'énergie du 5 avril 2012 portant avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine.

⁵⁹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

⁵⁹⁶ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, article 58.

⁵⁹⁷ Document de consultation du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016, portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque.

financières, le candidat doit fournir notamment un certain nombre d'informations relatives à son expérience en matière de financement dans le secteur en cause, à l'état de ses fonds propres, à sa capacité d'emprunt, ainsi qu'aux modalités de structuration du financement envisagé.

809. La pratique du ministre chargé de l'énergie et la doctrine de la CRE visent cependant à limiter le nombre d'exigence en ce domaine, afin de ne pas faire peser d'inutiles contraintes sur les candidats, de nature à alourdir la procédure.

810. Tout d'abord, le niveau d'exigence varie en cas de groupement. Si les exigences économiques et financières s'appliquent à chaque membre du groupement, en revanche, dans le silence des documents de consultation, tel ne semble pas être le cas pour les capacités professionnelles. En effet, le principe en droit de la commande publique, fixé par l'article 44 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, est que l'appréciation des capacités d'un groupement est globale, et qu'il n'est donc pas exigé que chaque membre du groupement ait la totalité des capacités requises pour exécuter le marché public. Cette différence d'appréciation des capacités techniques et des capacités financières peut s'expliquer par le fait que les secondes ne sont pas liées aux parties des travaux à exécuter, contrairement aux premières. De cette manière, la CRE est à même d'analyser de la même manière les capacités financières des candidats quelles que soient leurs formes juridiques.

811. Par ailleurs, la CRE a estimé que l'exigence de produire les mêmes éléments pour les sous-traitants des candidats serait disproportionnée à un stade aussi préliminaire de la procédure. Cette évolution rompt donc avec la pratique des appels d'offres antérieurs à la réforme, dans lesquels l'examen des capacités techniques portait en grande partie sur les sous-traitants⁵⁹⁸, voire pesait davantage sur les fournisseurs des candidats que sur les candidats eux-mêmes⁵⁹⁹.

812. Enfin, l'exigence de fourniture d'attestations d'assurance n'a pas été jugée nécessaire pour apprécier la solidité financière des candidats à ce stade de la procédure et n'a pas été retenue⁶⁰⁰.

⁵⁹⁸ Voir par exemple le cahier des charges de l'appel d'offres du 18 mars 2013, portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine, point 4.2.

⁵⁹⁹ Voir par exemple le cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 27 novembre 2014, point 5.3.

⁶⁰⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 novembre 2016 portant avis sur le projet de conditions pour l'organisation d'un dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque.

2) Une diminution des risques pour les développeurs dans le dialogue concurrentiel

813. La diminution des risques pour les développeurs vise à réduire le niveau du complément de rémunération grâce à la réduction de la prime de risque demandée par les candidats. Les pouvoirs publics passent pour cela par un rééquilibrage des risques liés au projet entre le développeur et les pouvoirs publics, en partant du principe que le développeur ne devrait supporter que les risques industriels liés à la conception et à la réalisation des ouvrages, les autres risques étant supportés par l'Etat⁶⁰¹. Une telle répartition passe notamment sur la mise à disposition par les pouvoirs publics des études techniques nécessaires au développement des projets des candidats.

814. L'intérêt des études préalables a été soulevé très tôt, dans la Charte du dialogue compétitif, qui préconisait de « *conduire les études préalables ou de faisabilité en amont de la consultation pour éclairer la prise de risque pour les concurrents* ». En effet, il peut être préférable que le pouvoir adjudicateur parte de telles études pour permettre aux candidats de cibler rapidement ses attentes, le dialogue étant d'autant plus fructueux et rapide, et donc moins coûteux, que le besoin est clairement défini. Cependant, l'étape de l'étude préalable pose deux questions.

D'une part, elle rajoute une étape supplémentaire dans la procédure, ce qui risque de l'allonger encore, notamment si la réalisation de ces études préalables est externalisée et donc attribuée au moyen d'une procédure relevant du droit de la commande publique. Lorsque son coût est limité au regard des montants en jeu et que les candidats potentiels pourraient l'assumer, la durée inhérente à toute procédure de mise en concurrence peut ainsi constituer un inconvénient supérieur à l'avantage apporté.

815. En outre, compte tenu de la spécificité des appels d'offres du code de l'énergie, il est courant qu'un nombre limité d'opérateurs économiques intervienne de manière récurrente, ce qui peut poser des problèmes d'impartialité. La jurisprudence a cependant limité en partie ce risque, en estimant que le manquement à l'impartialité ne peut être constitué du seul fait d'avoir eu recours à l'assistance technique de filiales d'un groupe ayant collaboré ponctuellement avec la société qui a obtenu le contrat⁶⁰². En revanche la jurisprudence est encore inexistante sur des cas de plus grande proximité.

816. En matière de soutien aux énergies renouvelables, la CRE admet l'intérêt des études préalables pour les projets d'ampleur dans le domaine des énergies renouvelables,

⁶⁰¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

⁶⁰² CE, 24 juin 2011, *Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et Société Autostrade per l'Italia S.P.A.*, n° 347720.

notamment l'éolien en mer⁶⁰³. En effet, le délai de six mois imposé aux candidats pour préparer leurs dossiers par la procédure d'appel d'offres alors en vigueur avantageait les développeurs ayant déjà entrepris des études sur les zones proposées, et réduisait d'autant la concurrence. La CRE préconisait donc que les premiers résultats des études techniques soient communiqués dès la première phase de consultation, afin de donner le plus de visibilité possible aux candidats potentiels, et que le champ des investigations complémentaires fasse partie des sujets abordés lors de la phase de dialogue. Dans cette perspective, elle préconise que le document de consultation comprenne « *un projet de liste des études réalisées par les pouvoirs publics pendant la phase de dialogue concurrentiel et pendant une partie de la période de constitution des offres définitives* ».

817. La proposition de la CRE a trouvé une forme de concrétisation avec les « études de levée des risques »⁶⁰⁴ présentes dans les premières procédures de dialogue concurrentiel mises en œuvre, dont le ministre chargé de l'énergie a strictement délimité le rôle et les objectifs.

Tout d'abord, ces études n'ont pas vocation à donner une vision exhaustive des contraintes existantes⁶⁰⁵, et le domaine d'étude ne couvre qu'une partie des données qui peuvent être nécessaires aux candidats. Il reste donc de la responsabilité de ceux-ci de réaliser les études nécessaires pour obtenir les autorisations⁶⁰⁶.

Ensuite, les résultats de ces études ne sont donnés qu'à titre indicatif, et leur éventuelle incomplétude ou inexactitude n'engage pas la responsabilité de l'Etat ou ne peut lui être opposée ultérieurement par le lauréat⁶⁰⁷.

Enfin, les résultats des études préalables sont « un état initial pré-étude d'impact », et la réalisation de l'étude d'impact environnemental continue à relever entièrement de la responsabilité du lauréat de l'appel d'offres⁶⁰⁸.

B/ Une réforme visant à renforcer la participation des territoires et des citoyens

818. Le second volet des dispositions prises dans la réforme des systèmes d'attribution des mécanismes de soutien en vue de renforcer l'acceptation économique et

⁶⁰³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

⁶⁰⁴ Document de consultation du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016, portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque.

⁶⁰⁵ Réponses aux questions des candidats relatives au dialogue concurrentiel n° 1/2016, Q42 [26/01/2017].

⁶⁰⁶ *Ibid.*, Q88 [31/01/2017].

⁶⁰⁷ *Ibid.*, Q4 [09/01/2017].

⁶⁰⁸ *Ibid.*, Q94 [31/01/2017].

sociale de la politique de développement des énergies renouvelables porte sur le renforcement de la participation des territoires et des citoyens aux projets d'installations de production d'énergie renouvelable. Il s'est concrétisé d'une part par la mise en place d'un cadre juridique favorable à cette pratique (1), et d'autre part, de manière plus volontariste, par le recours aux procédures de mise en concurrence comme moyens de développer cette participation des territoires et des citoyens (2).

1) Un cadre juridique favorable à la participation des territoires et des citoyens

a) Des contraintes liées au droit des sociétés aménagées

819. La LTECV a, à son article 111, introduit dans le code de l'énergie un article L.314-28 relatif à l'investissement participatif dans les projets de production d'énergie renouvelable afin d'améliorer l'acceptabilité locale des projets au moyen de la participation des acteurs locaux au capital des sociétés qui les développent. Cette disposition s'inspire d'expériences étrangères, notamment celle du Danemark où la loi impose depuis 2009 à tout promoteur d'une installation éolienne de proposer au moins 20 % du capital aux riverains, permettant ainsi à plus de 100 000 foyers de cofinancer des parcs éoliens. De même, en Allemagne plus de 50 % des capacités renouvelables électriques installées entre 2000, date d'entrée en vigueur de la loi EEG sur les énergies renouvelables, et 2010, soit 53 GW au total, appartiennent à des particuliers (40 %) et à des agriculteurs (11 %)⁶⁰⁹.

820. L'objectif de cette réforme est de lever les freins à la participation des territoires et des citoyens aux projets d'installations de production d'énergie renouvelable qui résultaient du manque de souplesse laissé par le droit des sociétés. Celui-ci laissait principalement le choix entre deux modes de financement de « projets citoyens » de production d'énergies renouvelables, la société coopérative d'intérêt collectif (SCIC) et la société par actions simplifiée (SAS). Le Gouvernement estimait en effet que ces différentes formes de sociétés, bien qu'elles permettent toutes à différents degrés l'implication des collectivités ou des citoyens aux projets de production d'énergie renouvelable, ne pouvaient répondre à la volonté politique de permettre une réelle prise en compte de la spécificité de la participation citoyenne⁶¹⁰.

821. La première forme de société possible, la SCIC, a spécifiquement pour objet « la production ou la fourniture de biens et de services d'intérêt collectif, qui présentent un caractère d'utilité sociale » et permet aux collectivités territoriales, à leurs groupements et

⁶⁰⁹ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, tome I, p. 218.

⁶¹⁰ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 131.

aux établissements publics territoriaux de détenir ensemble jusqu'à 50 % du capital. En revanche, elle est caractérisée par un modèle de gestion et de gouvernance peu adapté à la plupart des entreprises du secteur des énergies renouvelables qui développent les projets dans le secteur des énergies renouvelables. En effet, la loi impose la participation d'au moins trois catégories d'associés, sur les cinq qu'elle définit pour refléter l'objet d'utilité sociale, dont nécessairement les salariés de la coopérative et les personnes qui bénéficient habituellement, à titre gratuit ou onéreux, de ses activités. En outre, cette forme de société prévoit la répartition du capital entre les salariés, les bénéficiaires de son activité et des actionnaires externes, ainsi qu'un mode de gestion démocratique suivant le principe d'une voix par personne, ou du moins une répartition équilibrée des voix entre les collèges⁶¹¹.

La deuxième forme de société possible, la société par actions simplifiée, était jusqu'à la LTECV la plus utilisée par les « projets citoyens », mais ses potentialités restaient entravées par le fait que les collectivités ne peuvent pas y participer, et que les offres au public de titres financiers sont limitées.

Enfin, d'autres formes de sociétés étaient également utilisables, telles la société à responsabilité limitée (SARL), la société anonyme (SA), la société d'économie mixte (SEM) ou la société en commandite par actions. Cependant ces différentes formes de société présentaient chacune des limites les rendant peu adaptées à ce type de projets, notamment la limitation du nombre d'actionnaires dans la SARL, la complexité de gestion de la SA, la place limitée de la gouvernance par les citoyens dans la SEM.

822. L'article L.314-28 du code de l'énergie met donc en place plusieurs évolutions nécessaires pour permettre ce développement⁶¹².

823. Premièrement, il était jugé essentiel de permettre l'entrée au capital des collectivités territoriales sans imposer une participation majoritaire, comme dans les SEM, et dans un cadre de gestion et de gouvernance plus conventionnel que dans les SCIC. Posait également problème l'interdiction pour les collectivités locales de participer à des sociétés par actions simplifiée.

824. Cet article dispose donc tout d'abord que les sociétés par actions régies par le livre II du code de commerce ou par le titre II du livre V de la première partie du code général des collectivités territoriales, c'est-à-dire les sociétés d'économie mixte locales, et les sociétés coopératives régies par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération, qui sont *« constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable peuvent, lors de la constitution ou de l'évolution de leur capital, en proposer une part aux personnes physiques, notamment aux habitants dont la résidence est à proximité*

⁶¹¹ Article 19 à 19 sexdecies A de la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947.

⁶¹² Sur ce point, voir : Poize (N) et Rüdinger (A) « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne », Working paper IDDRI, Sciences-Po, RAEE, janvier 2014.

du lieu d'implantation du projet, ainsi qu'aux collectivités territoriales et à leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels il se situe. Elles peuvent également proposer à ces mêmes personnes de participer au financement du projet de production d'énergie renouvelable ».

825. Ces dispositions, ainsi que les alinéas suivants qui en précisent la portée, ont été établies de manière à permettre le développement de l'investissement participatif des particuliers et des collectivités territoriales tout en limitant les risques associés.

826. Ainsi, le législateur vise exclusivement les « sociétés par actions » parmi les sociétés régies par le livre II du code de commerce. L'objectif est d'exclure les formes de sociétés commerciales également régies par ces dispositions, en particulier les sociétés de personnes (SNC, SCS), dont les titres de capital ne sont pas des titres financiers, et donc à l'égard desquelles les associés peuvent voir leur responsabilité engagée au-delà de leurs investissements initiaux. Il s'agit de protéger les particuliers contre des investissements extrêmement risqués pour eux⁶¹³, en limitant la faculté donnée par cet article aux sociétés par actions, dans lesquelles la responsabilité des actionnaires reste limitée à leur apport.

827. De même, cet article précise que les sociétés visées peuvent proposer une part du capital aux personnes physiques et aux collectivités territoriales et à leurs groupements du territoire ou proches du territoire sur lesquels leurs projets se situent lors de la constitution mais également lors de l'évolution de leur capital. De cette manière l'investissement participatif doit être ouvert à toutes les phases de croissance de ces exploitations, et non uniquement dans la phase de lancement, plus risquée⁶¹⁴.

Enfin, cet article dispose que les collectivités territoriales peuvent souscrire la participation en capital lancée par les sociétés par actions constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable, par décision prise par leur organe délibérant ou ayant fait l'objet d'une délégation à l'exécutif.

828. Deuxièmement, il était également jugé nécessaire d'alléger l'encadrement strict par l'Autorité des marchés financiers (AMF) des levées de fonds citoyens et d'autoriser le démarchage direct auprès des particuliers.

829. L'article L.314-28 du code de l'énergie dispose à cet égard que ces offres de participation au capital ou au financement peuvent être faites par les porteurs des projets directement auprès de ces personnes ou en recourant à des fonds ou sociétés remplissant certaines conditions. Les fonds visés doivent être des « fonds d'entrepreneuriat social éligible », en application de l'article L.214-153-1 du code monétaire et financier, spécialisé dans

⁶¹³ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 119.

⁶¹⁴ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 490.

l'investissement en capital dans les énergies renouvelables, et les sociétés visées doivent avoir pour objet le développement des énergies renouvelables et bénéficier de l'agrément « entreprise solidaire d'utilité sociale ». Les offres de participation au capital ou au financement peuvent également être faites en recourant à des « conseillers en investissements participatifs », mentionnés au I de l'article L.547-1 du code monétaire et financier, à des « intermédiaires en financement participatif », mentionnés au I de l'article L.548-2 du même code ou à des « prestataires de services d'investissement », mentionnés à l'article L.531-1 du même code. En mentionnant parmi les intermédiaires autorisés les « intermédiaires en financement participatif », personnes morales placées sous la tutelle de l'Autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR), cette disposition vise à étendre la possibilité d'un financement participatif des sociétés de projet de production d'énergie renouvelable non seulement au financement en fonds propres mais aussi au financement en dette, ou « crowdfunding », méthode qui connaît un développement important⁶¹⁵. De même, la mention des « prestataires de services d'investissement » s'explique par le fait que cette catégorie d'intermédiaire dispose d'une plus grande capacité d'investissement, ce qui pourrait hausser le niveau d'ambition des projets en amenant des investisseurs complémentaires aux projets⁶¹⁶.

830. La loi renvoie ensuite à un décret en Conseil d'Etat le soin de fixer les montants des offres, les valeurs nominales de titres, les catégories de titres et les catégories d'investisseurs pour lesquels ces offres ne constituent pas une « offre au public », au sens de l'article L.411-1 du code monétaire et financier. La précision que ces offres ne constituent pas des « offres au public » vise à fixer au niveau législatif la dérogation retenue par le droit français parmi les possibilités ouvertes par le droit européen⁶¹⁷ en matière d'information financière⁶¹⁸. Cela vise à faciliter le montage des projets en évitant le recours systématique à une procédure complexe, notamment la publication et la distribution d'un prospectus d'information financière soumis au visa préalable de l'Autorité des marchés financiers⁶¹⁹.

831. Aux termes de l'article L.314-28 du code de l'énergie, les dispositifs de financement participatif sont donc encouragés par l'adaptation du cadre juridique à ses nécessités, mais celui reste uniquement incitatif. Cette approche a fait l'objet de critiques importantes durant la discussion de la loi, au motif qu'elle aboutit à s'en tenir au système en vigueur, lequel n'a pas permis de développer le financement participatif. Les différentes solutions plus contraignantes envisagées ont cependant été écartées comme inconstitutionnelles. Notamment, le Conseil d'Etat a estimé qu'une solution consistant à

⁶¹⁵ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 237e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4865.

⁶¹⁶ *Ibid.*, p. 4865.

⁶¹⁷ Directive 2003/71/CE du 4 novembre 2003 concernant le prospectus à publier en cas d'offre publique de valeurs mobilières ou en vue de l'admission de valeurs mobilières à la négociation.

⁶¹⁸ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 237e séance, Compte rendu intégral, 3e séance du jeudi 21 mai 2015, p. 4865.

⁶¹⁹ Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 119.

imposer aux sociétés constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable d'ouvrir leur capital aux collectivités et aux citoyens porterait atteinte à la liberté d'entreprendre et au droit de propriété, et que l'intérêt général recherché, à savoir faciliter l'acceptabilité des projets de production d'énergie renouvelable, ne le justifiait pas⁶²⁰. De même, l'option d'imposer aux sociétés constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable de proposer une ouverture de leur capital, aux collectivités et aux citoyens a été rejetée par crainte que le Conseil constitutionnel n'invalide l'ensemble de la disposition⁶²¹.

832 En définitive, comme l'a indiquée le rapporteur de la loi⁶²², il a semblé préférable de s'en tenir à un cadre simplement facultatif, cela devant surtout permettre au législateur de témoigner d'une volonté de développer ce type de financement. Ces dispositions, considérées en elles-mêmes, semblent donc être plus politiques que réellement innovantes.

b) Des contraintes liées au droit des collectivités territoriales aménagées

833 Parallèlement, le Code général des collectivités territoriales a été modifié pour permettre aux collectivités locales de prendre des participations dans les sociétés de développement de projets de production d'énergie renouvelable. Cette extension correspond à une exception au principe général d'intervention des collectivités locales selon lequel est exclue, sauf autorisation par décret en Conseil d'Etat, toute participation d'une commune ou d'un département au capital d'une société commerciale et de tout autre organisme à but lucratif n'ayant pas pour objet d'exploiter les services communaux ou départementaux, ou des activités d'intérêt général⁶²³.

834 La LTECV instaure une dérogation pour ces deux échelons, leur permettant de « *participer au capital d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables par des installations situées sur leur territoire ou sur des territoires situés à proximité et participant à l'approvisionnement énergétique de leur territoire* »⁶²⁴.

⁶²⁰ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 490.

⁶²¹ Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 372.

⁶²² *Ibid.*, p. 372.

⁶²³ Code général des collectivités territoriales, articles L.2253-1, L.3231-6.

⁶²⁴ *Ibid.*, articles L.2253-1 et L.3231-6.

835. Le cas de la région est plus complexe, puisque celle-ci disposait d'une marge de manœuvre plus large. Le principe est en effet qu'elle a pour mission « *de contribuer au développement économique, social et culturel de la région* » au moyen d'un certain nombre de types d'intervention, permettant notamment la participation au capital de certaines sociétés de capital-investissement, de financement, ou d'économie mixte⁶²⁵. Les conditions de ces prises de participation sont cependant strictement encadrées, limitant à 50 % la participation des personnes publiques⁶²⁶. L'article 109 de la LTECV a élargi ce champ d'intervention, en ajoutant à cette liste la « *détention d'actions d'une société anonyme ou d'une société par actions simplifiée dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables par des installations situées sur leur territoire* ».

2) Des procédures favorables à la participation des territoires et des citoyens

836. Si le cadre législatif encadrant le financement participatif reste uniquement incitatif, en revanche la loi a donné au ministre chargé de l'énergie les moyens de faire des procédures de mises en concurrence un levier de développement de cette pratique en y incluant un critère du financement ou de l'investissement participatif.

837. L'article 119 de la LTECV a habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin notamment de « *redéfinir les critères applicables (aux) appels d'offres* », en précisant, de manière cohérente avec l'objectif de permettre aux collectivités d'agir sur le développement des capacités de production sur leur territoire⁶²⁷, que ces évolutions devraient valoriser notamment les investissements participatifs, c'est-à-dire favoriser dans ces procédures les projets ouvrant leur capital au public⁶²⁸.

838. Ces dispositions ont été mises en œuvre par l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Aux termes de cette réforme, l'article L.311-10-1 du code de l'énergie dispose que, pour désigner le ou les candidats retenus, l'autorité administrative peut se fonder, dans une mesure limitée, sur « *la part du capital détenue par les habitants résidant à proximité du projet ou par les collectivités territoriales ou leurs groupements sur le territoire ou à proximité du territoire desquels le projet doit être implanté par les sociétés porteuses du projet (...) ainsi que la part du capital proposée à ces habitants, collectivités ou groupements* ».

⁶²⁵ Code général des collectivités territoriales, article L.4211-1.

⁶²⁶ *Ibid.*, articles R.4211-1 et suivants.

⁶²⁷ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 161.

⁶²⁸ Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 513.

839. Pour autant, la mise en œuvre de cette volonté de développer la participation des territoires aux projets de production d'énergie renouvelable au travers des procédures de mise en concurrence est complexe, car elle doit répondre à plusieurs conditions pour être efficace. Elle doit tout d'abord être adaptée aux réalités économiques locales, notamment à l'épargne disponible. Elle doit ensuite rendre possible les différentes formes de participation, c'est-à-dire le financement et l'investissement participatif, qui répondent à des motivations différentes de la part des collectivités territoriales et du public. Le bonus prévu dans les cahiers des charges doit également couvrir les coûts induits et inciter les développeurs à ouvrir leurs projets à ces modes de participation, sans pour autant fausser le processus de mise en concurrence. Enfin, elle doit être dotée d'un cadre juridique clair et sans ambiguïté, afin d'écartier les possibilités d'interprétation des termes et des conditions, qui sont de nature à fausser la concurrence.

840. Certaines conditions pour bénéficier du bonus « financement participatif » ou « investissement participatif » sont communes aux différentes filières. De manière générale, les candidats doivent s'engager à être, au moment de la réalisation du projet, soit une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités, soit une société par actions, une société d'économie mixte locale ou une société coopérative dont au moins un certain pourcentage du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités. Les personnes physiques visées doivent être domiciliées dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes. À cette fin, les modifications de la structure du capital du candidat lauréat avant la date d'envoi de l'attestation de conformité doivent être autorisées par le préfet, qui peut opposer un refus si le changement d'actionnariat rend insuffisantes les capacités techniques et financières du candidat. Le respect de ces engagements est garanti par une minoration, en cas de non-respect, du prix de référence T de valeurs équivalentes au « bonus » prévu par chaque cahier des charges.

841. Les différents cahiers des charges exigent également une certaine stabilité de détention du capital. Les candidats doivent ainsi s'engager à respecter les conditions du financement et de l'investissement participatif pendant une période de trois ans après la date d'achèvement de l'installation. Pour la vérification du respect de cette condition, c'est cependant la valeur absolue, et non la valeur relative, du montant détenu ou apporté qui est pris en compte⁶²⁹. La modification du capital après ce délai est réputée autorisée et ne relève pas des « modifications du projet » qui doivent être autorisées par le préfet, qui doit seulement en être informé⁶³⁰.

⁶²⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc », 20 avril 2017, Q14 [27/03/2017].

⁶³⁰ Cahier des charges de l'appel d'offres du 17 février 2016, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse.

842. En revanche, les modalités de l'incitation au financement et à l'investissement participatifs sont variables en fonction des caractéristiques de chaque filière. Si les toutes distinguent l'investissement participatif du financement participatif, elles diffèrent dans la méthode de calcul des primes. Dans certains cas les cahiers des charges prévoient simplement une prime identique et non variable pour le financement et l'investissement participatifs⁶³¹. Dans d'autres cas⁶³², les cahiers des charges peuvent distinguer les montants des primes et les seuils, généralement en vue de favoriser l'investissement participatif par rapport au financement participatif. La filière éolienne constitue un cas à part, en raison des coûts de développement considérablement plus important que dans les autres filières, et donc des taux plus difficiles à atteindre. Pour pallier cette difficulté, les primes sont similaires entre l'investissement et le financement participatif, mais variables selon le pourcentage atteint⁶³³.

843. Cependant, certaines modalités d'application de ces conditions sont encore peu claires. Ainsi, la possibilité du recours au financement participatif « indirect » reste incertaine. En effet, l'investissement participatif « indirect » est autorisé, les particuliers pouvant se regrouper dans une société qui est elle-même actionnaire de la société candidate⁶³⁴. Dans la même logique, a été autorisée le fait qu'une société de projet détenue par une SEM, elle-même détenue directement et/ou indirectement par des collectivités locales, soit éligible, sous réserve que les niveaux de détention du capital de la société candidate par la SEM et de la SEM par les collectivités locales soient suffisamment élevés pour que la participation des collectivités dans le capital de la société candidate corresponde à un niveau d'au moins 40 %⁶³⁵. S'il semble que le financement participatif indirect soit également possible, l'unique

⁶³¹ Cahier des charges de l'appel d'offres du 14 mars 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire ; Cahier des charges de l'appel d'offres du 17 février 2016, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse ; Cahier des charges de l'appel d'offres du 3 mai 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques.

⁶³² Cahier des charges de l'appel d'offres du 24 août 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc » ; Cahier des charges de l'appel d'offres du 24 mars 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale.

⁶³³ Cahier des charges de l'appel d'offres du 5 mai 2017 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre, point 3.3.6.

⁶³⁴ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc », 5 janvier 2017, Q149 [31/10/2016].

⁶³⁵ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc », 18 novembre 2016 2017, Q20 [02/09/2016].

réponse du ministre chargé de l'énergie sur ce point, qui ne l'exclut ni ne le confirme expressément, reste peu explicite⁶³⁶.

II/ Une réforme orientée par des objectifs de développement économique

844. La réforme des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie a été également orientée par la volonté des pouvoirs publics d'exploiter ces procédures pour accélérer le développement d'un écosystème industriel compétitif, participant à la relance de la croissance économique.

845. Cette problématique recouvre essentiellement deux aspects. Le premier est celui de la traduction de l'effort effectué en recherche et développement (R&D) en réalisations industrielles, permettant le développement d'entreprises nationales compétitives par rapport à la concurrence extérieure (A). Le second est celui de la structuration des filières industrielles nationales dans le secteur des énergies renouvelables, ce qui suppose une vision de long terme dans la définition des objectifs des projets soutenus par l'Etat en matière de production d'énergie renouvelable. En effet, le seul critère du coût le plus bas est de nature à orienter les investissements vers les installations déjà disponibles sur le marché, et dans de nombreux cas produits dans les pays ayant déjà développé de telles industries ou ayant des coûts de production plus faibles (B).

A/ Un renforcement du soutien à l'innovation

846. Aux termes de la loi 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'article L.100-2 du code de l'énergie dispose notamment que l'Etat, pour atteindre les objectifs de la politique de l'énergie, veille en particulier à « *développer la recherche et favoriser l'innovation dans les domaines de l'énergie et du bâtiment* ». Le législateur a ainsi ajouté à la disposition antérieure issue de la loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, qui prévoyait que l'Etat veille à « *développer la recherche dans le domaine de l'énergie* », la mention de l'innovation, afin de couvrir un champ plus large que la recherche fondamentale et intégrer dans ce moyen l'innovation technique⁶³⁷. Cette révision des termes de la loi visait à répondre à une situation longtemps insatisfaisante en matière de soutien à l'innovation dans l'attribution des aides aux

⁶³⁶ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc », 30 janvier 2018, , Q6 [10/01/2018].

⁶³⁷JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2014-2015, 5e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du lundi 6 octobre 2014, p. 6766.

énergies renouvelables, qui se reflétait dans un cadre juridique inadapté à la prise en compte de cet objectif dans les appels d'offres (1). La réforme des procédures de mise en concurrence a donc permis d'inclure cette dimension dans les dispositions du code de l'énergie encadrant les procédures d'appel d'offres et de dialogue concurrentiel (2).

1) Un cadre juridique longtemps inadapté au soutien à l'innovation

a) Une définition de l'innovation tardivement fixée

847. Bien que la directive 2009/28/CE⁶³⁸ et la LTECV fassent du soutien à l'innovation l'un des moyens de la politique de l'énergie, ni cette directive ni le code de l'énergie ne fixent de définition de l'innovation en matière d'énergies renouvelables. La CRE a comblé ce vide en la définissant comme « *toute technologie en rupture avec les procédés/dispositifs conventionnels et faisant appel à des produits existants mais n'ayant pas fait l'objet d'une diffusion commerciale massive* »⁶³⁹. La Commission européenne a par ailleurs partiellement encadré la latitude des Etats en ce domaine, en définissant dans les LDAEE 2014 la notion « d'innovation écologique » comme « *toutes les formes d'activités innovantes qui aboutissent ou visent à améliorer sensiblement la protection de l'environnement, notamment les nouveaux procédés de production, les nouveaux produits ou services et les nouvelles méthodes de gestion et techniques commerciales, dont l'utilisation ou la mise en œuvre est de nature à prévenir ou à réduire substantiellement les risques pour l'environnement, la pollution et d'autres incidences négatives résultant de l'utilisation des ressources, pendant tout le cycle de vie des activités connexes* »⁶⁴⁰. Si elle ne donne pas de liste des éléments considérés comme des innovations, elle en exclut néanmoins un certain nombre de la notion d'innovation écologique. Ne sont ainsi pas considérés comme des innovations « les changements ou améliorations mineurs », « un accroissement des moyens de production ou de service par l'adjonction de systèmes de fabrication ou de systèmes logistiques qui sont très analogues à ceux déjà en usage », « les changements dans les pratiques commerciales de l'entreprise, l'organisation du lieu de travail ou les relations extérieures s'appuyant sur des méthodes organisationnelles déjà en usage dans l'entreprise », « les changements dans la stratégie de gestion », « les fusions et les acquisitions », « la cessation de l'utilisation d'un procédé », « le simple remplacement ou l'extension de

⁶³⁸ Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, considérant 22.

⁶³⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc, 30 juillet 2013, Q36 [15/4/2013].

⁶⁴⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01), point 19 (4).

l'équipement », « les changements découlant uniquement de variations du prix des facteurs, la production personnalisée, les modifications saisonnières régulières et autres changements cycliques », « le commerce de produits nouveaux ou sensiblement améliorés ».

b) Une procédure d'appel d'offres inadaptée au soutien à l'innovation

848. Les modalités initiales des appels d'offres, fixées par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité, étaient très peu développées sur les points permettant de soutenir à l'innovation, en comparaison avec les dispositions relatives à la procédure de l'appel d'offres ouvert du code des marchés publics et de la directive 2004/18/CE, dont elles s'inspiraient pourtant. Cet écart s'expliquait par le contexte de la transposition des premières directives portant mise en œuvre du marché intérieur de l'énergie au début des années 2000, période à laquelle les problématiques de diversification des sources de production et de la recherche d'innovations pour en réduire le coût n'étant pas aussi prégnantes qu'elles l'ont été par la suite⁶⁴¹. De fait, ce n'est qu'avec la directive 2003/54/CE que le cadre législatif européen a évolué pour ajouter la possibilité de recourir à l'appel d'offres « *dans l'intérêt de la protection de l'environnement et la promotion de nouvelles technologies naissantes* »⁶⁴².

849. La procédure d'appel d'offres du code de l'énergie en vigueur avant la mise en place de la réforme opérée par le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité, en grande partie héritée de celle du décret précédent du 4 décembre 2002, présentait ainsi la difficulté d'avoir été conçue initialement dans l'objectif d'augmenter la capacité de production à partir de systèmes de production déjà matures, et ne favorisait donc pas le soutien à l'innovation. Notamment, les « critères » listés à l'article L.311-5 du code de l'énergie servant à rédiger le cahier des charges ne la mentionnaient pas dans les considérations à prendre en compte.

850. À partir de 2009 essentiellement, la procédure d'appel d'offres, peu utilisée auparavant, a été un moyen pour les pouvoirs publics de favoriser l'innovation, sans pour autant que des modifications soient apportées en vue de faciliter la réalisation de ce nouvel objectif. Celui-ci a donc été pris progressivement en compte dans la rédaction des cahiers des charges à travers une « *description du projet* » selon une spécification fonctionnelle des besoins, définis en termes d'objectifs à atteindre afin de ne pas refermer dès le départ la diversité des solutions⁶⁴³. Notamment, sur le modèle de la directive 2004/18/CE, il était laissé

⁶⁴¹ Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 165.

⁶⁴² Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 7.

⁶⁴³ Voir par exemple le cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 15 septembre 2011, point 3.1.

la possibilité aux candidats de recourir à des modes de certifications « équivalents », de manière alternative aux certifications ISO indiquées pour démontrer le respect des exigences environnementales. De même, dans la filière photovoltaïque il était possible de recourir à des méthodes alternatives de calcul du bilan carbone en cas de procédé de fabrication innovant et peu énergivore⁶⁴⁴.

2) Une réforme des procédures de mise en concurrence favorable au soutien à l'innovation

a) Des procédures de mise en concurrence adaptées au soutien à l'innovation

851. La réforme des procédures de mise en concurrence par la LTECV a permis de mettre en adéquation les dispositions législatives et réglementaires de ce cadre juridique avec les objectifs européens de la politique énergétique développés dans la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Celle-ci indique notamment que le soutien à l'innovation est l'une des motivations principales des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables autorisés par le droit de l'Union européenne⁶⁴⁵. L'importance du soutien à l'innovation se comprend par la perspective de la politique de l'Union européenne en matière de promotion des énergies renouvelables, qui est celle d'un soutien nécessaire mais temporaire grâce à une baisse progressive des coûts de production, jusqu'à l'intégration complète et autonome de ces filières de production sur le marché de l'électricité⁶⁴⁶. Par conséquent, il revient à l'Etat de prendre en compte et de valoriser dans les appels d'offres successifs les innovations que peuvent présenter les offres des candidats.

852. Le code de l'énergie, réformé à la suite de la LTECV, a pleinement intégré cet objectif. Son article L.311-10-1 indique ainsi désormais que dans les procédures de mise en concurrence l'autorité administrative peut se fonder, en plus du critère du prix, sur d'autres critères objectifs, non discriminatoires et liés à l'objet de la procédure de mise en concurrence, « *tels que la qualité de l'offre, y compris (...) le caractère innovant du projet* ».

b) Une absence de rupture dans la pratique du soutien à l'innovation

⁶⁴⁴ Cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 27 novembre 2014, Annexe IV.

⁶⁴⁵ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, considérant 22.

⁶⁴⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01), point 108.

853. En pratique, la prise en compte de l'innovation semble se faire désormais par le lancement d'appels d'offres distincts. L'appel d'offres photovoltaïque du 14 mars 2017 porte ainsi spécifiquement « sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire ». En revanche, les cahiers des charges des autres appels d'offres ne comprennent plus de dispositions spécifiques à l'innovation, à l'exception de la possibilité pour les candidats de recourir à une méthode de calcul du bilan carbone alternative en cas de « *procédé de fabrication innovant et peu énergivore* »⁶⁴⁷.

854. Les types d'innovation soutenus se situent dans la continuité de l'évolution antérieure, et se distinguent peu des modalités de soutien à l'innovation des appels d'offres auxquelles a abouti l'évolution des cahiers des charges sur ce point. Le soutien à l'innovation dans les appels d'offres montre en effet une évolution importante, manifestement orientée par les dispositions des LDAEE 2014, passant d'un soutien centré autour de la R&D à un soutien centré autour de l'intégration de l'innovation dans les installations de production d'électricité. Les cahiers des charges dans la filière photovoltaïque notamment, qui présente l'avantage d'avoir donné lieu au plus grand nombre d'appels d'offres réguliers, sont révélateurs de cette évolution.

855. Dans une première phase, le soutien à l'innovation attendu n'était pas interne au projet lui-même, mais consistait en une « contribution à la recherche et au développement dans le secteur solaire », financée par le candidat⁶⁴⁸. Ce soutien a cependant évolué pour prendre en compte, de manière résiduelle, le caractère innovant des installations de production elles-mêmes, tout en restant encore par ailleurs fortement centré autour du soutien à la R&D. Les appels d'offres attribuaient à cette fin un poids supérieur dans la notation globale à la « contribution à la recherche et au développement » des installations utilisant des technologies innovantes, distinguées de celles utilisant des technologies matures. De même, ils prévoyaient deux types de participation à l'innovation, d'une part un soutien à la R&D, dont l'objectif n'était pas de bénéficier d'innovations immédiates mais de préparer les innovations qui pourront être présentées lors des appels d'offres suivants⁶⁴⁹, et d'autre part des critères visant à prendre en compte le degré d'innovation de l'installation elle-même⁶⁵⁰.

856. Dans une seconde phase, à partir de 2014, la prise en compte de l'innovation a évolué vers un soutien à l'innovation intégrée dans les installations de production d'électricité. La « contribution à l'innovation » a ainsi remplacé la « contribution à la

⁶⁴⁷ Cahiers des charges des appels d'offres des 9 septembre 2016 et 16 décembre 2016, Annexe 2.

⁶⁴⁸ Cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 20 avril 2009.

⁶⁴⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc, 30 juillet 2013, Q136 [16/5/2013].

⁶⁵⁰ Cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 15 septembre 2011 ; cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 13 mars 2013.

recherche et au développement »⁶⁵¹, évolution sémantique traduisant une évolution très nette dans le type de soutien qu'il s'agissait d'apporter à l'innovation. Dans cette optique, les cahiers des charges sont devenus plus précis dans la définition fonctionnelle des innovations attendues et ont ciblé précisément les caractéristiques économiques que devaient avoir ces innovations. Ainsi, le cahier des charges de l'appel d'offres du 27 novembre 2014 énumérait trois types d'innovations que les candidats pouvaient présenter et détaillait précisément à l'intérieur de ces catégories les innovations qu'il entendait favoriser. En outre, ce cahier des charges contenait plusieurs dispositions visant à éviter le soutien par une aide d'Etat à une innovation déjà rentable sur le marché de l'électricité ou qui au contraire ne le serait jamais. Il était ainsi demandé aux candidats d'indiquer une description précise et chiffrée du caractère innovant de l'installation, de se limiter à une seule catégorie d'innovation, afin d'éviter l'accumulation d'innovations incrémentales en lieu et place d'innovations moins nombreuses mais plus importantes, de s'engager à ce que les dispositifs innovants soient mis en œuvre sur toute la durée de vie de l'installation, de s'assurer que les innovations présentées par les candidats sont rentables à long terme. Ce cahier des charges prévoyait enfin un examen préférentiel des solutions proposées n'ayant pas encore fait l'objet d'un déploiement commercial. Il est notable que les dispositions relatives à l'innovation du cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 14 mars 2017 ont peu évolué par rapport à celles-ci⁶⁵², ce qui permet de penser qu'en l'espèce la réforme des dispositions légales et réglementaires de la procédure d'appel d'offres a surtout permis de mettre en place un cadre juridique facilitant une pratique administrative déjà en vigueur.

B/ Une réforme visant à structurer des filières industrielles nationales

857. La réforme des procédures de mise en concurrence visant l'attribution des aides aux énergies renouvelables a également été l'occasion pour les pouvoirs publics de faire de celles-ci un moyen d'accélérer et d'orienter la structuration de filières industrielles nationales dans ce domaine. Cette ambition s'est traduite dans le cadre de la réforme de la réforme de la procédure d'appel d'offres par l'application de la notion d'offre économiquement la plus avantageuse (1), et dans le cadre du dialogue concurrentiel par les objectifs assignés à cette procédure (2).

1) Une ambition traduite dans la procédure d'appel d'offres par l'application de la notion d'offre économiquement la plus avantageuse

⁶⁵¹ Cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 27 novembre 2014.

⁶⁵² Cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque du 14 mars 2017.

858. L'article R.311-12 du code de l'énergie définit la procédure d'appel d'offres comme une procédure « *par laquelle le ministre chargé de l'énergie choisit l'offre économiquement la plus avantageuse sans négociation sur la base de critères objectifs préalablement portés à la connaissance des candidats* ». La notion « d'offres économiquement la plus avantageuse » étant nouvelle dans le droit de l'énergie, et en outre présente uniquement dans cette disposition de nature réglementaire sans être définie ailleurs, la question se pose du sens à lui donner dans ce contexte juridique.

a) L'offre économiquement la plus avantageuse, une notion complexe et évolutive

859. La notion « d'offres économiquement la plus avantageuse » est directement issue du droit de la commande publique européen, et initialement de la directive 2004/18/CE, qui distinguait à son article 53, relatif aux critères d'attribution des marchés, les notions d'« offre économiquement la plus avantageuse » et de « prix le plus bas ».

860. La première notion permettait d'évaluer « le meilleur rapport qualité/prix »⁶⁵³, en prenant en compte, outre le prix, divers critères liés à l'objet du marché public, tels que la qualité, la valeur technique, le caractère esthétique et fonctionnel, les caractéristiques environnementales, le coût d'utilisation, la rentabilité, le service après-vente et l'assistance technique, la date de livraison et le délai de livraison ou d'exécution.

861. Cependant, la transposition de cette notion en droit interne avait opéré un glissement de sens, au niveau législatif et au niveau jurisprudentiel et doctrinal. Sur le plan législatif, l'article 53 du code des marchés public, contrairement à la distinction opérée par la directive, permettait d'évaluer l'offre économiquement la plus avantageuse soit selon une pluralité de critères non discriminatoires et liés à l'objet du marché, soit selon le seul critère du prix, compte tenu de l'objet du marché.

862. Sur le plan jurisprudentiel et doctrinal cependant, la distinction d'usage entre ces deux manières d'évaluer « l'offre économiquement la plus avantageuse » a été constamment maintenue. La jurisprudence a ainsi estimé qu'un certain niveau de complexité des travaux interdisait au pouvoir adjudicateur de ne retenir que le seul critère du prix afin d'apprécier l'offre économiquement la plus avantageuse⁶⁵⁴. De même, la doctrine administrative rappelait que l'offre économiquement la plus avantageuse n'était pas toujours assimilable au prix le plus bas et que, hormis pour les achats de fournitures ou de services

⁶⁵³ Directive 2004/18/CE du 31 mars 2004 relative à la coordination des procédures de passation des marchés publics de travaux, de fournitures et de services, considérant 46.

⁶⁵⁴ CE, 6 avril 2007, *Département de l'Isère*, n° 298584.

standardisés, le fait de ne retenir que le seul critère du prix pouvait être contraire aux dispositions du code des marchés publics⁶⁵⁵.

Cependant, l'interprétation de l'évaluation de l'offre économiquement la plus avantageuse selon une pluralité de critères non discriminatoires a évolué pour y intégrer, en plus de l'évaluation du seul rapport qualité/prix prévue par la directive 2004/18/CE, l'évaluation du meilleur rapport efficacité/prix. Cette notion vise la performance globale du marché, en termes de coûts induits par l'opération d'achat du fait de l'accroissement des charges d'entretien ou d'exploitation et en termes d'économies résultant d'avancées technologiques ou d'innovations.

863. La directive 2014/24/UE a ensuite modifié en profondeur la notion d'offre économiquement la plus avantageuse et en a développé la méthode d'évaluation pour intégrer ces évolutions dans le droit européen.

864. Tout d'abord, la notion d'offre économiquement la plus avantageuse au sens de la directive 2004/18/CE couvre un champ plus large que dans la directive 2014/24/UE. Alors que dans la première elle était l'alternative à la solution du critère unique du « prix le plus bas », dans la seconde elle couvre toutes les solutions d'évaluation des offres, y compris celle du prix le plus bas. En effet, comme l'explique le considérant 89 de la directive, *« les termes « offre économiquement la plus avantageuse » peuvent être utilisés comme notion prépondérante, puisque toutes les offres retenues devraient en fin de compte être sélectionnées en fonction de ce que le pouvoir adjudicateur concerné considère comme étant la meilleure solution sur le plan économique parmi celles proposées »*.

865. Ensuite, la directive 2014/24/UE ajoute, aux deux méthodes de sélection des offres déjà existante dans la directive 2004/18/CE, une troisième, permettant de couvrir l'évaluation de l'efficacité/prix, et qui reprend presque terme à terme celle de l'article 53 du code des marchés public français. La notion d'« d'offre économiquement la plus avantageuse » permet donc d'évaluer les offres soit « exclusivement sur le prix », soit sur la base du meilleur rapport coût/efficacité, soit sur la base du meilleur rapport qualité/prix⁶⁵⁶.

866. La première méthode, fondée exclusivement sur le prix, reste présente en creux. L'article 67 de la directive indique ainsi que, pour attribuer les marchés publics sur l'offre économiquement la plus avantageuse, les pouvoirs adjudicateurs précisent la pondération de chaque critère *« sauf lorsqu'elle est déterminée sur la seule base du prix »*. De même, l'annexe V de la directive prévoit le cas où *« l'offre économiquement la plus avantageuse est identifiée sur la base du prix uniquement »*.

⁶⁵⁵ Circulaire du 14 avril 2012 relative au Guide de bonnes pratiques en matière de marchés publics.

⁶⁵⁶ Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics, considérants 90 et 92.

L'article 67 de la directive 2014/24/UE développe ensuite les méthodes d'évaluation du rapport coût/efficacité et qualité/prix.

867. La notion d'offre fondée sur le meilleur rapport coût/efficacité renvoie à la notion de « *coût du cycle de vie* », détaillée par l'article 68. Suivant cette disposition, « *le coût du cycle de vie couvre, dans la mesure où ils sont pertinents, tout ou partie des coûts suivants du cycle de vie d'un produit, d'un service ou d'un ouvrage* », à savoir les coûts liés à l'acquisition et à l'utilisation, les frais de maintenance, les coûts liés à la fin de vie de l'installation, tels que les coûts de collecte et de recyclage, et enfin les coûts imputés aux externalités environnementales liés à l'installation, si leur valeur monétaire peut être déterminée et vérifiée.

868. La notion « d'offre fondée sur le meilleur rapport coût/efficacité et tenant compte du meilleur rapport qualité/prix » ajoute à la première notion des critères relatifs à « *des aspects qualitatifs, environnementaux et/ou sociaux liés à l'objet du marché public concerné* ». Ces derniers critères reprennent ceux servant à l'évaluation de l'offre économiquement la plus avantageuse dans le cadre de la directive 2004/18/CE. Ils peuvent porter notamment sur la qualité, ce qui inclut entre autres « *les caractéristiques sociales, environnementales et innovantes* », sur l'organisation, les qualifications et l'expérience du personnel assigné à l'exécution du marché, et sur le service après-vente, l'assistance technique et les conditions de livraison.

869. Ce cadre a été transposé dans le droit de la commande publique français à l'article 62 du décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics. Celui-ci prévoit que, pour sélectionner l'offre économiquement la plus avantageuse, l'acheteur se fonde soit sur un critère unique, qui peut être « le prix » ou le « coût », soit « *sur une pluralité de critères non-discriminatoires et liés à l'objet du marché public ou à ses conditions d'exécution* ». Cette classification transpose, sous une forme différente mais non contradictoire, les trois méthodes d'évaluation de l'offre économiquement la plus avantageuse listées par la directive. Le critère du « coût » est déterminé « *selon une approche globale qui peut être fondée sur le coût du cycle de vie* ». Cette approche renvoie à l'évaluation du rapport efficacité/coût de la directive, et la « *pluralité de critères non-discriminatoires et liés à l'objet du marché public ou à ses conditions d'exécution* », qui comprennent « *un ou plusieurs autres critères comprenant des aspects qualitatifs, environnementaux ou sociaux* » renvoient à l'évaluation du rapport qualité/prix de la directive.

b) L'interprétation de la notion d'offre économiquement la plus avantageuse dans les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie

870. Le fait que l'article R.311-12 du code de l'énergie dispose que la méthode de l'offre économiquement la plus avantageuse s'applique aux appels d'offres apporte peu de

précisions, tandis qu'il résulte de l'article L.311-10-1 du même code que le recours au seul critère du prix n'est pas exclu. En l'absence d'autres précisions, l'analogie avec l'encadrement du recours au seul critère du prix pour évaluer l'offre économiquement la plus avantageuse dans le cadre du droit de la commande publique permet d'apporter une réponse probable à la question de la marge de manœuvre du ministre chargé de l'énergie en la matière.

871. La directive 2014/24/UE ne conditionne pas le recours au seul critère du prix, mais autorise seulement à son article 67 les Etats membres à « *prévoir que les pouvoirs adjudicateurs ne peuvent pas uniquement utiliser le prix ou le coût comme seul critère d'attribution ou limiter cette utilisation à certaines catégories de pouvoirs adjudicateurs ou certains types de marchés* ». En application de cette disposition, le droit de la commande publique français encadre le recours au critère unique du prix par la condition qu'il soit justifié par l'objet du marché, c'est-à-dire « *à condition que le marché public ait pour seul objet l'achat de services ou de fournitures standardisés dont la qualité est insusceptible de variation d'un opérateur économique à l'autre* »⁶⁵⁷. Cette formulation, qui exclut les marchés de travaux, impose donc le recours à d'autres critères dès lors que le marché porte des prestations dans lesquelles la qualité peut être diverse ou bien où le savoir-faire du lauréat a une certaine importance, dans la continuité de la jurisprudence⁶⁵⁸.

872. Compte tenu des options retenues tant par la jurisprudence que par les dispositions réglementaires les plus récentes en droit de la commande publique, il est vraisemblable que le recours au critère unique du prix doive être écarté dans le cadre des appels d'offres relevant du code de l'énergie. D'une part ces appels d'offres se rapprochent des marchés de travaux, et d'autre part remplissent clairement la condition de complexité qui impose le recours à d'autres critères que celui du prix. De fait, cette solution n'a été retenue par aucun cahier des charges depuis l'entrée en vigueur des nouvelles dispositions législatives et réglementaires.

873. Dès lors qu'est imposé le recours à d'autres critères que celui du prix dans le cas des procédures de mise en concurrence du code de l'énergie, la question se pose des conditions que doit respecter le ministre chargé de l'énergie dans leur usage. L'article L.311-10-1 du code des marchés publics laisse le choix des autres critères à la discrétion du ministre chargé de l'énergie, mais encadre cette liberté par trois conditions, à savoir que les critères retenus doivent être « *objectifs, non discriminatoires et liés à l'objet de la procédure de mise en concurrence* ». Si le critère de non-discrimination a fait l'objet d'une abondante jurisprudence, ceux d'objectivité et de liaison avec l'objet de la procédure sont susceptibles de davantage d'interprétations divergentes. L'interprétation qu'en a donné la jurisprudence dans le cadre du droit de la commande peut donc fournir une base à leur compréhension. Ces conditions renvoient en effet à trois des quatre conditions fixées par la Commission que

⁶⁵⁷ Décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics, article 62.

⁶⁵⁸ CE, 6 avril 2007, *Département de l'Isère*, n° 298584.

doivent remplir les critères utilisés dans les procédures de mise en concurrence du droit de la commande publique, qui « *doivent être objectifs, applicables à toutes les offres, strictement liés à l'objet du marché concerné et comporter un avantage économique au bénéfice direct du pouvoir adjudicateur* »⁶⁵⁹.

874. L'objectivité des critères implique que ceux-ci ne doivent pas donner au pouvoir adjudicateur « *une liberté inconditionnée de choix pour l'attribution du marché à un soumissionnaire* », mais qu'il doit « *pouvoir apprécier les offres soumises et prendre une décision sur la base de critères qualitatifs et quantitatifs variables selon le marché en question* »⁶⁶⁰. La directive 2014/24/UE a développé également cette notion d'objectivité des critères, en indiquant à son article 67 que « *les critères d'attribution n'ont pas pour effet de conférer une liberté de choix illimitée au pouvoir adjudicateur* » mais « *garantissent la possibilité d'une véritable concurrence et sont assortis de précisions qui permettent de vérifier concrètement les informations fournies par les soumissionnaires pour évaluer dans quelle mesure les offres répondent aux critères d'attribution* ».

875. La condition de liaison avec l'objet de la procédure a été précisée également par l'article 67 de la directive 2014/24/UE, qui indique que « *les critères d'attribution sont réputés être liés à l'objet du marché public lorsqu'ils se rapportent aux travaux, fournitures ou services à fournir en vertu du marché à quelque égard que ce soit et à n'importe quel stade de leur cycle de vie* ». Cela porte ainsi y compris sur les facteurs intervenant dans le processus spécifique de production, de fourniture ou de commercialisation des travaux, produits ou services ou sur un processus spécifique lié à un autre stade de leur cycle de vie, même lorsque ces facteurs ne font pas partie de leur contenu matériel.

2) Une ambition présente dans la mise en place du dialogue concurrentiel

876. La LTECV a, par son article 119, autorisé le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi, afin « *de permettre l'organisation et la conclusion de procédures de mise en concurrence destinées à l'expérimentation et au déploiement de technologies innovantes concourant à la satisfaction conjointe des objectifs mentionnés aux articles L.100-1, L.100-2 et L.100-4 du même code et, en outre, à la constitution de filières d'excellence compétitives et créatrices d'emplois durables, ainsi que de permettre l'organisation et la conclusion de procédures de mise en concurrence telles que les procédures de dialogue compétitif lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie* ».

⁶⁵⁹ CJCE, 17 septembre 2002, *Concordia Bus Finland Oy Ab c/ Helsingin kaupunki et HKL-Bussiliikenne*, C-513/99, point 52.

⁶⁶⁰ *Ibid.*, points 60 et 61.

877. La rédaction de cette habilitation semble distinguer d'une part les procédures de mise en concurrence « *destinées à l'expérimentation et au déploiement de technologies innovantes* », qui devraient concourir à la satisfaction conjointe des objectifs de la politique énergétique et à la constitution de filières d'excellence compétitives et créatrices d'emplois durables, et d'autre part, les procédures de mise en concurrence « *telles que les procédures de dialogue compétitif* », qui seraient utilisées lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

878. Cependant, l'analyse des travaux législatifs amène à une autre lecture. La rédaction finale de l'habilitation a été mise en place au cours des débats par un amendement du Gouvernement⁶⁶¹, qui a ajouté à la rédaction initiale de cette habilitation sa seconde partie, visant « *l'organisation et la conclusion de procédures de mise en concurrence telles que les procédures de dialogue compétitif lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie* ». Les termes des deux parties de l'habilitation, ainsi que l'exposé des motifs de cet amendement, indiquent certes que la première partie de l'habilitation est limitée aux procédures adaptées au soutien aux technologies innovantes et ne permet pas la mise en place par ordonnance de procédures visant le déploiement de filières technologiquement matures. Cet objectif est l'objet de la seconde partie de l'habilitation, qui a été ajoutée précisément pour pallier le fait que l'habilitation dans sa rédaction initiale ne permettait pas de le couvrir.

879. Toutefois, il est à noter que ces deux objectifs étaient déjà exposés dans l'étude d'impact du projet de loi⁶⁶². Celle-ci indique expressément que l'objectif de l'habilitation dans sa rédaction initiale était bien la mise en place de procédures de mises en concurrence adaptées d'une part au soutien technologies innovantes et d'autre part au déploiement des filières complexes et nécessitant d'importants niveaux de soutien. En outre elle précisait déjà qu'était envisagée l'adaptation des procédures d'accord-cadre, de marché d'expérimentation ou de partenariat d'innovation, mais aussi de dialogue compétitif. Il faut donc en conclure que, dans l'esprit du rédacteur du projet de loi, les deux types de procédures à mettre en place, et non uniquement le premier, devaient viser tant les objectifs de la politique énergétique que la constitution de filières d'excellence compétitives et créatrices d'emplois durables. En effet, la manière dont s'est faite la distinction des deux parties dans la rédaction de l'habilitation montre que l'ajout de la seconde partie avait pour unique objectif de garantir sur le plan juridique qu'elle autorise la mise en place d'une procédure inspirée de la procédure de dialogue compétitif, et non d'opérer une distinction relative à leurs participations aux objectifs de la politique énergétique et de la politique économiques.

⁶⁶¹ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mardi 17 février 2015, p. 1902, Amendement n° 906.

⁶⁶² Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, p. 164 et suiv.

880. Il faut donc que considérer qu'il est dans l'esprit de cette habilitation, à défaut de sa lettre, que la mise en place de la procédure de dialogue concurrence puis sa pratique visent « *la constitution de filières d'excellence compétitives et créatrices d'emplois durables* ». Cette exigence trouve sa traduction législative dans les conditions d'exécution ouvertes par l'article L.311-10-1 du code de l'énergie, qui « *peuvent prendre en compte des considérations à caractère social ou environnemental et poursuivre des objectifs de développement durable conciliant développement économique, protection et mise en valeur de l'environnement et progrès social* ».

881. L'impact réel de cet objectif sur les procédures de dialogue concurrentiel est cependant encore difficile à évaluer. Le document de consultation du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque, unique exemple de mise en œuvre de cette procédure à ce jour, ne mentionne en effet que de manière vague et succincte les objectifs en termes de développement économique, le projet devant « *contribuer au développement économique local* ».

Conclusion du chapitre II

882. La réforme des modes d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien a poursuivi deux finalités différentes.

883. La première a consisté à accroître l'efficacité du fonctionnement des procédures de mise en concurrence, au moyen d'une refonte des catégories juridiques utilisées, d'une rationalisation des différentes étapes de l'appel d'offres, et de l'institution de la procédure de dialogue concurrentiel, plus adaptée aux caractéristiques des projets les plus importants.

La seconde a consisté à mieux adapter ces procédures aux objectifs de la politique de développement de la production d'électricité renouvelable, de manière à répondre aux impératifs d'acceptation économique et sociale de la politique de développement des énergies renouvelables et aux objectifs de développements économiques des pouvoirs publics.

884. Dans ces deux aspects la réforme des modes d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien a été effectuée dans le contexte d'une relation entre les dispositions de la LTECV et les dispositions d'application très différente de celle qui structure la réforme des mécanismes de soutien eux-mêmes. En effet, le législateur n'ayant pas établi lui-même d'équilibre entre le principe de concurrence entre les producteurs et entre les technologies et le principe de maintien du rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique, la définition d'un tel équilibre entre ces principes directeurs, pourtant contradictoires entre eux, s'est faite dans le cadre de la mise en œuvre de la loi elle-même.

885. L'économie générale des dispositions d'application de ce volet de la loi montre que les autorités françaises ont pu concilier le principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable et le principe de planification par l'Etat. Elles ont en revanche écarté le principe de neutralité technologique, directement contradictoire avec l'objectif de maintien de leur rôle planificateur, ou du moins limitent autant que possible son application. L'équilibre instauré par les pouvoirs publics sur ce point est donc cependant structurellement instable, dans la mesure où la Commission considère le principe de concurrence entre les filières de production d'énergie renouvelable dans les procédures d'attribution des aides comme le corollaire du principe de mise en concurrence des producteurs. L'équilibre trouvé aujourd'hui par les autorités françaises pourrait ainsi évoluer, soit en fonction du contenu de la révision des directives relatives à la promotion de la production d'électricité renouvelable ou au marché intérieur de l'électricité, soit sous l'effet de la politique menée par la Commission à travers les LDAEE 2014.

CONCLUSION DU TITRE II

886. L'économie de la mise en œuvre de la LTECV est structurée par la compatibilité ou l'incompatibilité des principes directeurs qui ont mené à l'adoption de celle-ci.

887. Les très nombreuses dispositions d'application adoptées dans les deux volets de la réforme des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, à savoir la réforme des mécanismes eux-mêmes et la réforme de leurs modes d'attribution, forment un vaste ensemble de normes. Celui-ci trouve sa cohérence dans la volonté des pouvoirs publics d'équilibrer les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché et de concurrence entre les producteurs, imposés par la Commission au moyen de ses LDAEE 2014, par les principes de garantie de la rentabilité des investissements et de planification par l'Etat du développement des énergies renouvelables, imposés par le législateur national.

888. En revanche, la cohérence et la pérennité de cette mise en œuvre de la LTECV apparaissent menacées à terme par l'incompatibilité fondamentale entre le principe de maîtrise par l'Etat du développement des énergies renouvelables, et plus largement du mix énergétique national, avec le principe dit de « neutralité technologique », consistant à mettre en concurrence les technologies de production d'énergie renouvelable pour l'obtention du bénéfice des mécanismes de soutien. En effet, tant les dispositions législatives que réglementaires établissent un cadre juridique dont ce principe issu de la Commission reste absent. La période récente montre cependant que les pouvoirs publics sont partiellement contraints par la Commission à faire une application, certes encore restreinte, de ce principe dans certains appels d'offres. Il semble donc que, si cette pression de la Commission continue à s'accroître, le cadre juridique des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable institué en application de la LTECV perde progressivement la cohérence et l'équilibre que le pouvoir réglementaire lui a donnés.

CONCLUSION DE LA PARTIE I

889. L'analyse de la réforme des mécanismes de soutien, dans les deux phases qui la compose, à savoir d'une part la discussion et l'adoption de la LTECV et d'autre part sa mise en œuvre au plan réglementaire et de la pratique administrative, montre que celle-ci est structurée par une tension entre la perspective de transition énergétique portée par les autorités publiques françaises et la politique de la Commission en matière d'aides d'Etat.

890. En effet, l'économie générale des dispositions de la LTECV portant sur les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable résulte de la recherche d'un équilibre entre les principes imposés par la Commission européenne et la défense d'un ensemble d'intérêts politiques et économiques nationaux. Ainsi dans la réforme du fonctionnement de ces mécanismes le législateur a-t-il cherché à équilibrer les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché par un principe de garantie de la rentabilité des investissements. De même, dans la réforme des conditions d'attribution du bénéfice de ces mécanismes, il a cherché à équilibrer le principe de mise en concurrence des producteurs par celui de la planification du développement du mix énergétique par l'Etat.

891. Cependant, cette économie générale est aussi caractérisée par l'absence d'intégration du principe de concurrence entre les technologies de production d'énergie renouvelable. Ce principe est certes imposé par la Commission dans ses LDAEE 2014 mais est incompatible avec celui de maîtrise par l'Etat du développement des différentes filières de production d'électricité renouvelable.

892. Le silence de la loi sur le principe de neutralité technologique est techniquement possible en raison de la nature réglementaire des dispositions nécessaires à sa prise en compte. Cependant, cette situation aboutit à conférer à la LTECV une place variable dans la réforme effective des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Dans le volet de la réforme portant sur le fonctionnement de ces mécanismes, sa mise en œuvre par le pouvoir réglementaire et l'autorité administrative apparaît comme l'actualisation de l'équilibre voulu par le législateur. En revanche, dans le volet de la réforme portant sur l'attribution du bénéfice de ces mécanismes, le pouvoir réglementaire et l'autorité administrative se trouvent tenus de prendre en compte le principe de neutralité technologique, du fait de l'obligation de notifier les régimes d'aides envisagés à la Commission européenne, tout en appliquant un cadre législatif qui n'intègre pas cette contrainte.

893. Il en résulte un déséquilibre intrinsèque de l'économie de cette réforme, dont la pérennité se trouve directement dépendante du rapport existant entre la volonté des autorités publiques françaises de maintenir leur contrôle sur le développement des différentes filières de production d'électricité renouvelable et la pression exercée par la Commission en vue de l'application effective du principe de neutralité technologique.

PARTIE II : DES MECANISMES MIS A L'EPREUVE

894. Les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable ont été mis en place en France afin de répondre aux objectifs assignés aux Etats membres par les directives 2001/77/CE et suivantes. Ils ont par la suite été réformés en profondeur dans le cadre de la transition énergétique, en vue, d'une part, d'accroître les investissements dans ce secteur tout en réduisant le coût pour le consommateur final d'électricité et, d'autre part, d'intégrer dans leur régime juridique les principes directeurs développés par la Commission européenne. Le régime issu de la LTECV, qui réalise la synthèse de ces deux objectifs, a donc vocation à régir désormais l'application de ces mécanismes.

895. La mise en œuvre de ces mécanismes de soutien rencontre cependant des obstacles importants, qui remettent en question la pérennité de nouveau cadre juridique. Ces obstacles, de natures diverses, peuvent être réunis en deux grandes catégories.

896. Un premier ensemble d'obstacles, de nature strictement juridique, s'oppose, ou risque de s'opposer à l'avenir, à l'octroi d'un soutien public à la production d'électricité renouvelable au moyen des mécanismes tels qu'ils fonctionnent actuellement. Ces obstacles sont, paradoxalement, issus du même cadre juridique qui conduit les pouvoirs publics nationaux à appliquer des mécanismes de soutien à cette production, à savoir le droit de l'Union européenne. En effet, si le droit dérivé impose aux Etats membres de prendre des mesures adaptées, dont des mécanismes de soutien, afin de soutenir la production et la consommation d'électricité renouvelable, le droit primaire de l'Union européenne comporte par ailleurs, au titre de l'Union douanière ou des règles de concurrence, un certain nombre de dispositions susceptibles d'interdire ces mêmes mécanismes. Leur pérennité se trouve ainsi menacée par la question de leur compatibilité avec le droit du marché intérieur de l'Union européenne (Titre I).

897. D'autre part, un second ensemble d'obstacles techniques et économiques risque de rendre la poursuite du développement de la production de l'électricité renouvelable incompatible avec le fonctionnement du système électrique. Le soutien public octroyé aux investissements dans ce secteur est en effet l'application concrète d'une politique de long terme, dont l'objectif est une croissance importante de la part de l'électricité renouvelable dans la production électrique totale. Toutefois, cette nouvelle production est commercialisée et injectée dans un système électrique dont plusieurs dimensions essentielles s'avèrent inadaptées à ses caractéristiques. La production d'électricité renouvelable est pour une part non négligeable décentralisée et peu commandable, car dépendante des conditions météorologiques, et généralement d'un coût de production marginal très faible. Au contraire, les installations de production dite « conventionnelles », c'est-à-dire les systèmes de production à base d'énergie nucléaire ou fossile, sont caractérisées par une forte centralisation, une forte commandabilité, et des coûts de production marginaux significatifs. L'ensemble du système électrique a donc été construit depuis des décennies en fonction de

ces trois caractéristiques. L'injection dans ce système d'une production d'électricité issue pour une part importante de sources renouvelables entraîne donc plusieurs risques de dysfonctionnements, aux conséquences économiques importantes. La poursuite de la mise en œuvre des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable se trouve ainsi remise en cause par la question de l'inadaptation du système électrique à cette production (Titre II).

TITRE I : DES MECANISMES A L'EPREUVE DU DROIT DU MARCHE INTERIEUR

898. Entre leur mise en place par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et leur réforme par la LTECV, les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable ont pris un poids économique significatif dans le secteur énergétique. Le développement de cette politique s'est effectué de manière concomitante avec l'intégration progressive du marché intérieur de l'électricité, commencée par la directive 96/92/CE et poursuivie avec les directives 2003/54/CE et 2009/72/CE. Dans ce contexte, la Cour de justice de l'Union européenne et la Commission européenne ont été amenées à faire évoluer l'application du droit du marché intérieur aux mécanismes de soutien, afin d'éviter que l'octroi d'un important soutien financier par les pouvoirs publics à certains producteurs en dehors du fonctionnement normal du marché de l'électricité ne remette en cause l'effectivité de ce processus d'intégration.

899. La question de la compatibilité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable avec le droit du marché intérieur s'est posée en particulier à l'égard de deux ensembles de dispositions. Tout d'abord, dans la mesure où les autorités françaises limitent ces mécanismes aux installations de production d'électricité renouvelable situées sur le territoire national, les producteurs qui les exploitent bénéficient d'un avantage certain par rapport aux exploitants d'installations similaires situées dans les autres Etats membres. Par conséquent, l'importation d'électricité renouvelable est structurellement entravée par l'existence de ces mécanismes. La question s'est donc très tôt posée de leur compatibilité avec les dispositions du TFUE qui prohibent, sauf justification, les entraves à la libre circulation des marchandises. D'autre part, le soutien financier apporté par ces mécanismes favorise les entreprises bénéficiaires au détriment de leurs concurrents écartés du champ couvert par les arrêtés tarifaires ou non lauréats des procédures de mise en concurrence. La question s'est donc également très tôt posée de la nature d'aide d'Etat, au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, de ces mécanismes, et donc de leur compatibilité avec les dispositions du TFUE qui prohibent, sauf exceptions, les aides d'Etat.

900. Les réponses apportées à ces différentes questions forment un contexte juridique contrasté. La jurisprudence de la Cour de justice sur ces différents points, si elle a pu un temps faire peser des craintes quant à la compatibilité de ces mécanismes de soutien avec le droit primaire, a abouti à un équilibre, qui semble aujourd'hui stabilisé, conciliant le respect du TFUE et la poursuite de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable (chapitre I).

901. Ce premier aspect ne lève pourtant pas toutes les interrogations, dans la mesure où le TFUE attribue à la Commission la compétence de contrôle de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur. La Cour de justice ayant qualifié les mécanismes de soutien

mis en place par en France de régimes d'aides, leur compatibilité avec le droit de l'Union européenne est donc étroitement dépendante de la manière dont la Commission apprécie les conditions qui permettent de les faire échapper à l'interdiction de principe posée par l'article 107, paragraphe 1, TFUE. Or, la manière dont la Commission encadre de plus en plus étroitement sa propre appréciation fait peser sur le régime des mécanismes de soutien français un risque croissant d'incompatibilité (chapitre II).

Chapitre I : Des mécanismes pérennisés par la jurisprudence

902. La Cour de justice a, dès les premières années de fonctionnement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, été saisie de plusieurs affaires mettant en cause le soutien apporté au regard des dispositions du droit primaire prohibant en principe les entraves à la libre circulation des marchandises et les aides d'Etat.

903. En premier lieu, les Etats membres ont systématiquement limité le bénéfice de leurs mécanismes de soutien aux installations de production d'électricité renouvelable situées sur leurs territoires, créant inéluctablement un avantage concurrentiel sur le marché national au détriment de l'électricité renouvelable importée. Le juge communautaire a donc été amené à statuer, d'une part, sur leur nature de mesures d'effet équivalent à des restrictions quantitatives à l'importation, et, d'autre part, sur la possibilité de justifier, le cas échéant, les mécanismes de soutien en cause.

904. En second lieu, dans la mesure où ces mécanismes apportent un soutien financier qui favorise les entreprises bénéficiaires au détriment de leurs concurrents non-bénéficiaires, la Cour a dû se prononcer sur leur nature d'aide d'Etat, de laquelle dépend leur soumission au contrôle de compatibilité exercé par la Commission au titre de l'article 107, paragraphe 3, c), du TFUE.

905. Ces différentes questions ont été soumises au juge communautaire dans un contexte politique particulier. En effet, ces mécanismes ont été institués par les Etats membres sur le fondement des directives 2001/77/CE et suivantes, relatives à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. Par ailleurs, ils constituent, en termes économiques, des instruments particulièrement efficaces pour atteindre les objectifs fixés aux Etats membres en matière de consommation d'électricité renouvelable. Leur incompatibilité avec le droit primaire aboutirait donc, en pratique, à réduire considérablement les effets de la politique de développement des énergies renouvelables voulue par le législateur communautaire. Compte tenu de ces enjeux, l'évolution jurisprudentielle traduit une volonté constante de la Cour de justice d'assurer le respect du droit primaire tout en évitant de rendre inapplicable la politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable.

906. Ainsi, ayant qualifié les mécanismes de soutien de mesures d'effet équivalent à des restrictions quantitatives à l'importation, le juge communautaire a développé un argumentaire complexe permettant, sans s'écarter formellement de la lettre du TFUE, de les juger compatibles avec ses dispositions relatives à la libre circulation des marchandises (Section I). De même, sa jurisprudence montre une volonté de concilier l'application effective des dispositions relatives au contrôle des aides d'Etat, tout en évitant que la structure de financement des mécanismes en cause n'entraîne leur incompatibilité avec ces mêmes dispositions (Section II).

Section I : Des mécanismes compatibles avec la libre circulation des marchandises

907. La compatibilité des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables au regard du droit de l'Union européenne se pose tout d'abord à l'égard des dispositions du TFUE relatives à la libre circulation des marchandises. En effet, les multiples mécanismes de soutien mis progressivement en place par les Etats membres en vue d'atteindre les objectifs en termes de part d'énergie produite à partir de sources renouvelables fixés par la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ont en règle générale pour caractéristique de limiter leur bénéfice à l'énergie renouvelable produite sur le territoire national.

908. Dès lors que l'avantage accordé aux producteurs nationaux est par sa seule existence susceptible d'entraver les importations d'électricité en provenance d'autres Etats membres, la question se pose de la compatibilité de ces régimes avec l'article 34 TFUE, qui dispose qu'en principe sont interdites « *les restrictions quantitatives à l'importation ainsi que toutes mesures d'effet équivalent* ». Il résulte cependant des termes du TFUE, ainsi que de la jurisprudence de la Cour, qu'une réglementation ou une pratique nationale qui constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives à l'importation peut être justifiée par un certain nombre de motifs, parmi lesquels l'objectif de protection de l'environnement. Se pose donc la question de savoir dans quelle mesure ce motif peut permettre de justifier la mise en place de tels mécanismes de soutien nationaux à la production d'électricité renouvelable.

909. La jurisprudence de la Cour sur ce point, spécialement complexe et peu aisée à suivre, reflète la difficulté doctrinale à laquelle la Cour a dû apporter une solution. En effet, la justification par l'objectif de protection de l'environnement des mécanismes de soutien en cause se heurte à l'application stricte de la doctrine relative aux motifs de justification des mesures d'effet équivalent. Face à cette difficulté, la Cour s'est attachée à justifier les mécanismes de capacité à la production d'électricité renouvelable sans pour autant adopter la solution qui lui était proposée de consacrer formellement une prééminence de l'objectif de protection de l'environnement sur le principe de libre circulation des marchandises. Il en résulte une justification ambiguë de la compatibilité de ces mécanismes au regard de l'article 34 TFUE (I). Le souci de la Cour d'assurer l'effectivité de la politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable apparaît plus clairement dans l'examen de la proportionnalité des motifs dérogatoires retenus. En effet, le raisonnement de la Cour montre la place importante donnée dans son raisonnement aux impératifs économiques nécessaires au bon fonctionnement des mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres (II).

I/ Une justification ambiguë des entraves à la libre circulation

910. Compte tenu du renforcement de la place de l'objectif de protection de l'environnement dans le Traité de Lisbonne, tant au titre de ses dispositions d'application générales qu'au titre des politiques de l'environnement et de l'énergie, plusieurs interprétations de l'économie du droit primaire ont été proposées afin de permettre la mise en place de dispositifs nécessaires à la protection de l'environnement mais contrevenant à la libre circulation des marchandises dans le marché intérieur. Dans ce contexte, la question s'est posée de la compatibilité entre, d'une part, les régimes de soutien nationaux à la production d'énergie renouvelable que les Etats membres limitent à la production effectuée sur leur sol et, d'autre part, l'article 34 TFUE, qui interdit les restrictions quantitatives entre les Etats membres, en vue de garantir l'effectivité de la libre circulation des marchandises dans le marché intérieur.

911. Si la Cour a admis la possibilité de justifier une entrave à la libre circulation des marchandises par l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables (A), elle a fondé cette possibilité sur une approche doctrinalement ambiguë des modes de justification, évitant ainsi de consacrer une prééminence de l'objectif de protection de l'environnement sur le principe de libre circulation des marchandises (B).

A/ Une justification fondée sur l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables

912. Compte tenu de l'harmonisation complète de la politique de développement des énergies renouvelables, la question se pose de la compatibilité des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables au regard des dispositions du traité relatives à la libre circulation des marchandises, notamment l'article 34 TFUE (1). L'affaire *Ålands Vindkraft* constitue une étape essentielle de la formalisation de la jurisprudence de la Cour de justice à cet égard. Cette jurisprudence, si elle justifie les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable territorialement limités constituant des mesures d'effet équivalent à des restrictions quantitatives aux importations, pose, du fait de son ambiguïté, un certain nombre de questions (2).

1) Des mécanismes confrontés à la libre circulation des marchandises

913. La Cour de justice a admis, dans un arrêt *Ålands Vindkraft* de 2014, la compatibilité avec la directive 2009/28/CE de la limitation du bénéfice d'un régime de soutien aux seuls producteurs d'électricité renouvelable dont les installations sont situées sur le territoire de l'Etat membre concerné⁶⁶³. La Cour a en effet considéré que l'intention du

⁶⁶³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 49.

législateur, exprimée au considérant 25 de la directive, ainsi que l'article 3, paragraphe 3, impliquaient le droit pour les Etats membres de déterminer dans quelle mesure le soutien apporté à l'électricité renouvelable s'étend à celle produite dans un autre Etat membre⁶⁶⁴.

914 Pour autant, la compatibilité des mécanismes de soutien nationaux territorialement limités avec la directive 2009/28/CE n'épuise pas la question de la compatibilité de ces mécanismes de soutien avec le droit de l'Union européenne. En effet, il est de jurisprudence constante que lorsqu'un domaine a fait l'objet d'une harmonisation exhaustive au niveau communautaire, toute mesure nationale qui y est relative « *doit être appréciée au regard des dispositions de cette mesure d'harmonisation et non pas de celles du droit primaire* »⁶⁶⁵. Au contraire, une harmonisation incomplète implique que la compatibilité doit être considérée non seulement au regard du droit dérivé mais aussi au regard du droit primaire. Or, la Cour de justice a précisément estimé, dans le même arrêt *Ålands Vindkraft*⁶⁶⁶ que la directive 2009/28/CE n'a pas opéré d'harmonisation exhaustive des régimes nationaux de soutien à la production d'énergie renouvelable⁶⁶⁷. En effet, son article premier, qui décrit son objet, ne mentionne pas l'objectif d'une harmonisation des différents régimes de soutien nationaux. De même, son article 3, paragraphe 3, qui porte sur le recours aux régimes d'aide, se limite à permettre et à encourager les régimes nationaux de soutien à la production d'énergie verte sans encadrer leurs caractéristiques⁶⁶⁸. En conséquence, la Cour de justice a expressément indiqué que la compatibilité des régimes d'aides nationaux devait être considérée au regard de la directive 2009/28/CE, mais aussi au regard des dispositions du traité afférentes à la libre circulation des marchandises⁶⁶⁹.

915 Dans deux affaires proches, les affaires *Ålands Vindkraft*⁶⁷⁰ et *Essent Belgium*⁶⁷¹, la Cour a eu à se prononcer sur la conformité avec ces dispositions du traité de mécanismes de soutien nationaux à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, dont le bénéfice est territorialement limité aux seuls producteurs d'électricité situés sur le territoire national. Le jugement rendu par la Cour dans ces affaires est essentiel, dans la mesure où les cas en cause se situent « *dans une zone d'interférence et de confrontation potentielle entre deux forces très puissantes de la construction européenne, la libre circulation des marchandises et la protection de l'environnement* », ce qui a amené la Cour à se livrer à « *un exercice difficile et périlleux de conciliation et de recherche d'un*

⁶⁶⁴ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, points 50 et 51.

⁶⁶⁵ CJCE, 14 décembre 2004, *Radlberger Getränkegesellschaft et S. Spitz*, C-309/02, point 53 et jurisprudence citée.

⁶⁶⁶ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12.

⁶⁶⁷ *Ibid.*, point 63.

⁶⁶⁸ *Ibid.*, point 61 et 62.

⁶⁶⁹ *Ibid.*, C-573/12, point 64.

⁶⁷⁰ *Ibid.*, C-573/12.

⁶⁷¹ CJUE, 11 septembre 2014, *Essent Belgium*, C-204/12 à C-208/12.

équilibre entre ces objectifs qui ont tous deux une valeur fondamentale »⁶⁷². Les développements théoriques les plus importants de l'avocat général Bot ont été exposés dans les conclusions de l'affaire *Essent Belgium*, et ont ensuite été repris dans ses conclusions de l'affaire *Ålands Vindkraft*. En revanche, l'arrêt *Ålands Vindkraft* est central dans l'analyse du raisonnement de la Cour, dans la mesure où il a été rendu en premier, et que ses développements ont ensuite été repris par la Cour dans l'arrêt *Essent Belgium*.

916. Dans l'affaire *Ålands Vindkraft*, la Cour a jugé⁶⁷³ que la réglementation en cause était susceptible d'entraver, à tout le moins indirectement et potentiellement, les importations d'électricité, en particulier d'origine renouvelable, en provenance des autres Etats membres, et constituait, en conséquence, une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives aux importations.

Cette réglementation reposait sur l'attribution de « certificats verts » aux producteurs d'électricité renouvelable et sur l'obligation pour les fournisseurs d'électricité et certains utilisateurs d'acheter un certain nombre de certificats correspondant à une quote-part de la quantité totale d'électricité fournie ou consommée. En l'espèce, la Cour a estimé que le fait que seuls les certificats attribués au titre du régime national puissent être utilisés pour satisfaire à cette obligation était de nature à pouvoir entraver les importations d'électricité en provenance d'autres Etats membres. En outre, le fait qu'aucune disposition n'interdise aux producteurs de vendre ces certificats conjointement avec l'électricité qu'ils produisent était de nature à faciliter des relations contractuelles de long terme. Le producteur pouvait en effet garantir aux fournisseurs ou aux utilisateurs d'électricité d'avoir accès à la fois à l'électricité et aux certificats verts liés. Pour ces deux raisons, le régime d'aide en cause avait pour effet, au moins potentiellement, de freiner les importations d'électricité en provenance d'autres Etats membres.

917. Si, en raison de leur caractère spécifique au régime d'aide considéré, les raisons invoquées par la Cour n'impliquent pas qu'une solution similaire s'applique à l'ensemble des régimes d'aides nationaux, cet arrêt permet tout au moins d'établir le caractère potentiellement qualifiable de mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives aux importations des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable territorialement limités. Dans cette hypothèse, la question qui se pose est de savoir si un tel régime, compte tenu de son objectif de promotion de la production d'électricité verte, peut être considéré comme compatible avec l'article 34 TFUE.

2) Une justification ambiguë

⁶⁷² Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 8 mai 2013, dans les affaires jointes C-204/12 à C-208/12, point 3.

⁶⁷³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 75.

918. Suivant la jurisprudence de la Cour, une réglementation ou une pratique nationale qui constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives à l'importation ou à l'exportation peut être justifiée par l'une des raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE ou par des exigences impératives d'intérêt général, sous réserve que la mesure nationale en question soit, conformément au principe de proportionnalité, propre à garantir la réalisation de l'objectif poursuivi et n'aille pas au-delà de ce qui est nécessaire pour qu'il soit atteint⁶⁷⁴.

919. À cet égard la Cour a considéré que l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité « *est en principe susceptible de justifier d'éventuelles entraves à la libre circulation des marchandises* »⁶⁷⁵ en le rattachant aux exigences impératives relevant de la protection de l'environnement, consacrées par une jurisprudence constante⁶⁷⁶. Elle s'appuie pour cela sur le fait que l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité est utile à la protection de l'environnement, en contribuant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Elle est en effet, à ce titre, « *l'un des éléments importants du paquet de mesures requises afin de réduire ces émissions et de se conformer au protocole de Kyoto à la convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique, ainsi qu'aux autres engagements pris au niveau communautaire et international en vue d'une diminution des émissions des gaz à effet de serre au-delà de l'année 2012* »⁶⁷⁷.

920. Cependant, si toutes les restrictions quantitatives et mesures d'effet équivalent peuvent être examinées au regard de l'article 36 TFUE, seules les mesures indistinctement applicables aux produits nationaux et aux produits importés ou exportés peuvent, en principe, bénéficier d'une exemption au titre des exigences impératives. En effet, les mesures qui ne sont pas indistinctement applicables « *ne sont compatibles avec le droit communautaire que si elles peuvent relever d'une disposition dérogatoire expresse* »⁶⁷⁸.

921. La logique de cette distinction repose sur deux fondements au moins⁶⁷⁹. Premièrement, elle résulte de ce que la création jurisprudentielle des exigences impératives d'intérêt général avait pour finalité de compenser le fait que les mesures non discriminatoires, qui couvrent un champ considérablement plus important que les mesures discriminatoires,

⁶⁷⁴ CJCE, 5 février 2004, *Commission c/ Italie*, C-270/02, point 21 ; CJCE, 20 septembre 2007, *Commission c/ Pays-Bas*, C-297/05, point 75 ; CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, point 54.

⁶⁷⁵ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 82.

⁶⁷⁶ CJCE, 20 septembre 1988, *Commission c/ Danemark*, 302/86, point 9 ; CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, point 57.

⁶⁷⁷ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 79.

⁶⁷⁸ CJCE, 4 mai 1993, *Distribuidores Cinematográficos*, C-17/92, point 16, et jurisprudence citée.

⁶⁷⁹ Vassilis Hatzopoulos (V), « La justification des atteintes aux libertés de circulation : cadre méthodologique et spécificités matérielles », Research Paper in Law, Collège d'Europe, 01 / 2013.

peuvent être couvertes par l'interdiction des articles 34 et 35 TFUE. Deuxièmement, il est conforme à la nature même des mesures discriminatoires, qui sont contraires à la logique de la libre circulation dans un marché intérieur, qu'elles ne puissent être admises que de manière exceptionnelle et pour des motifs prévus par le traité lui-même.

922. Or, la protection de l'environnement ne figure pas parmi les raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE qui permettent des restrictions quantitatives à l'importation ou l'exportation ainsi que des mesures d'effet équivalent. Etant une raison impérative d'intérêt général reconnue par la Cour, elle ne pourrait donc, en principe, justifier que des mesures non discriminatoires.

923. La Cour, dans les arrêts *Ålands Vindkraft* et *Essent Belgium*, justifie l'entrave à la libre circulation des marchandises en se fondant sur trois motifs, déjà présents dans l'arrêt *PreussenElektra*⁶⁸⁰.

924. Le premier est l'exigence impérative relevant de la protection de l'environnement, à laquelle elle rattache l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité pour en faire un objectif susceptible de justifier d'éventuelles entraves à la libre circulation des marchandises⁶⁸¹.

925. Deuxièmement, la Cour indique que l'augmentation de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité vise également la protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ainsi que la préservation des végétaux, qui sont des raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE⁶⁸².

926. Troisièmement, elle note qu'il ressort de l'article 194, paragraphe 1, sous c), TFUE que le développement des énergies renouvelables est l'un des objectifs qui doivent guider la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie⁶⁸³.

927. Elle déduit de ces trois considérations qu'« *il y a lieu d'admettre qu'un objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité (...) est en principe susceptible de justifier d'éventuelles entraves à la libre circulation des marchandises* »⁶⁸⁴.

⁶⁸⁰ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 73 à 76.

⁶⁸¹ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 78 ; CJUE, 11 septembre 2014, *Essent Belgium*, C-204/12 à C-208/12, point 91.

⁶⁸² CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 80 ; CJUE, 11 septembre 2014, *Essent Belgium*, C-204/12 à C-208/12, point 93.

⁶⁸³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 81 ; CJUE, 11 septembre 2014, *Essent Belgium*, C-204/12 à C-208/12, point 94.

⁶⁸⁴ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 82 ; CJUE, 11 septembre 2014, *Essent Belgium*, C-204/12 à C-208/12, point 95.

928. L'absence de hiérarchie formelle entre ces trois motifs, qui mêlent un premier motif dérogatoire relevant des exigences impératives d'intérêt général, un second motif dérogatoire relevant de l'article 36 TFUE, ainsi qu'un troisième motif fondé sur l'économie du traité, rend particulièrement complexe la lecture de ce raisonnement dans le cadre jurisprudentiel fondé sur la distinction entre les dérogations relevant de l'article 36 et celles relevant des exigences impératives d'intérêt général.

B/ Une justification marquée par une recherche de compromis

929. La justification des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable territorialement limités constituant des mesures d'effet équivalent à des restrictions quantitatives aux importations donnée par la Cour dans l'arrêt *Ålands Vindkraft* pourrait s'interpréter de deux manières différentes. La Cour semble cependant avoir rejeté la première, qui établirait une exception à la règle selon laquelle seules des dispositions dérogatoires expresses peuvent justifier une mesure discriminatoire (1), pour inscrire cette jurisprudence dans une tendance, dite « confusionniste », plus générale (2).

1) Une jurisprudence refusant toute rupture doctrinale

930. Une première interprétation consiste à considérer que, en reprenant le mode de justification utilisé dans son arrêt *PreussenElektra*, lequel ne distingue pas dans quelle mesure chacune de ces trois justifications, de natures différentes, est opérante, la Cour consacre une exception à la règle selon laquelle seules des dispositions dérogatoires expresses peuvent justifier une mesure discriminatoire, selon une évaluation au cas par cas.

931. Cette lecture est notamment proposée par l'avocat général Bot. Celui-ci, dans l'affaire *Essent Belgium*⁶⁸⁵, observe une « inflexion » de la jurisprudence, conduisant à élargir la possibilité d'invoquer des objectifs ne figurant pas à l'article 36 TFUE pour justifier des restrictions nationales à la libre circulation des marchandises.

932. Suivant son analyse, cette évolution de la jurisprudence résulterait de deux étapes principales.

⁶⁸⁵ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 8 mai 2013, dans les affaires jointes C-204/12 à C-208/12, points 86 à 87.

933. La première étape serait constituée par l'affaire dite « des déchets wallons »⁶⁸⁶. Dans cette affaire était en cause une législation belge prohibant le traitement en Wallonie des déchets en provenance d'un autre Etat membre ou d'une autre région. La Cour a d'abord rappelé que les exigences impératives ne permettent de justifier que des mesures indistinctement applicables. Elle a cependant jugé que les mesures contestées ne pouvaient être considérées comme discriminatoires, compte tenu de la particularité de la marchandise que sont les déchets, qui, en application du principe de correction par priorité à la source des atteintes à l'environnement, doivent être éliminés aussi près que possible du lieu de leur production.

934. La seconde étape serait constituée par l'arrêt *PreussenElektra*. Dans ce dernier arrêt, alors que la mesure imposant aux fournisseurs d'électricité d'acheter de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables à des prix minimaux ne paraissait pas indistinctement applicable, puisqu'elle favorisait clairement les producteurs nationaux d'électricité verte, la Cour a estimé qu'elle était justifiée par ses objectifs environnementaux, sans examiner la question de savoir si la mesure était directement discriminatoire.

935. L'avocat général Bot a donc vu dans ces deux arrêts une évolution jurisprudentielle permettant d'affirmer que « *la poursuite d'un objectif environnemental peut donc avoir pour conséquence soit de neutraliser le caractère discriminatoire, pourtant avéré, d'une mesure nationale, soit de dispenser purement et simplement de rechercher si la mesure est discriminatoire ou non* ».

936. La justification théorique de cette solution serait « *le principe d'intégration, qui implique que les objectifs environnementaux, dont la Cour a souligné le caractère à la fois transversal et fondamental, soient pris en compte dans la définition et la mise en œuvre des politiques et des actions de l'Union* ». Sans aller jusqu'à imposer de donner systématiquement la priorité à la protection de l'environnement, ce principe impliquerait que l'objectif environnemental puisse être systématiquement mis en balance avec les autres objectifs fondamentaux de l'Union. Cette analyse n'est pas nouvelle, puisqu'elle se situe dans la lignée de celle de l'avocat général Jacobs dans l'affaire *PreussenElektra*. Celui-ci proposait déjà de fonder « *une approche plus flexible en ce qui concerne l'exigence impérative d'une protection de l'environnement* »⁶⁸⁷ sur le constat d'une préoccupation croissante pour l'environnement dans les traités européens, notamment l'actuel article 11 TFUE. Cet article, qui dispose que « *les exigences de la protection de l'environnement doivent être intégrées dans la définition et la mise en œuvre des politiques et actions de l'Union, en particulier afin de promouvoir le développement durable* », imposerait ainsi « *d'accorder une attention*

⁶⁸⁶ CJCE, 9 juillet 1992, *Commission c/ Belgique*, C-2/90.

⁶⁸⁷ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, points 230 à 233.

particulière aux considérations d'ordre environnemental lors de l'interprétation des dispositions du traité sur la libre circulation des marchandises ».

937. L'avocat général Jacobs proposait en outre une justification de caractère historique et téléologique à cette lecture du principe d'intégration, en faisant remarquer que les intérêts protégés par l'article 36 TFUE sont ceux qui étaient reconnus dans des accords commerciaux conclus avant la signature du traité de Rome et qui y ont, pour cette raison, été intégrés. Du fait du caractère historiquement daté du contenu de cet article, il serait aujourd'hui difficilement justifiable d'accorder une protection moindre à l'environnement qu'à ces intérêts, alors qu'il est admis que *« le dommage causé à l'environnement, même lorsqu'il ne menace pas de manière immédiate — tel que c'est souvent le cas — la santé et la vie d'êtres humains, d'animaux et de plantes protégées par l'article 36 du traité, peut constituer une menace plus substantielle, bien que à plus long terme, à l'écosystème dans son ensemble »*⁶⁸⁸.

938. Plusieurs raisons jouent en faveur de l'adoption d'une telle lecture. Tout d'abord, celle-ci présente l'intérêt, en termes de cohérence juridique, de combler au moyen de l'article 11 TFUE les « lacunes » de l'article 36 TFUE, sans passer par un effacement des frontières entre mesure discriminatoire et mesure indistinctement applicable⁶⁸⁹.

939. Ensuite, comme le soulignait l'avocat général Bot⁶⁹⁰, cette analyse est renforcée par l'importance donnée à la protection de l'environnement dans l'économie générale du traité de Lisbonne. Ainsi, le développement durable figure désormais parmi les objectifs de l'Union européenne énoncés à l'article 3 TUE, et l'article 191 TFUE dispose que la politique de l'Union européenne dans le domaine de l'environnement contribue notamment à la poursuite de *« la préservation, la protection et l'amélioration de la qualité de l'environnement »* et *« vise un niveau de protection élevé »*. Il est à noter que cette analyse est renforcée par les implications de l'article 194 TFUE, portant sur la politique de l'énergie, qui impose de tenir compte *« de l'exigence de préserver et d'améliorer l'environnement »*. En effet, du fait de sa position dans l'article 194, cette disposition vise manifestement à pérenniser dans le droit primaire le rapport établi par l'évolution du droit dérivé entre la politique de protection de l'environnement par la promotion des énergies renouvelables et la politique du marché intérieur, c'est-à-dire le fait que la protection de l'environnement est l'un des objectifs du marché intérieur de l'énergie.

⁶⁸⁸ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, point 232.

⁶⁸⁹ Michel (V), « Des conditions de justification de l'entrave par la protection de l'environnement », comm. 447, *Europe*, novembre 2014.

⁶⁹⁰ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 8 mai 2013, dans les affaires jointes C-204/12 à C-208/12, point 95.

940. Enfin, une dernière raison résulte d'une forme « d'effet utile » de l'article 11 TFUE. L'avocat général Jacobs fait en effet remarquer que « *les mesures nationales pour la protection de l'environnement sont de manière inhérente susceptibles d'opérer une différenciation sur la base de la nature et de l'origine de la cause du dommage, et sont dès lors susceptibles d'être considérées comme discriminatoires* ». Dès lors, appliquer de manière stricte à ce type de mesures environnementales le principe selon lequel une mesure ne peut être justifiée par une exigence impérative d'intérêt général que lorsqu'elle s'applique indistinctement risque d'aboutir en pratique à mettre en échec leur finalité même. En conséquence, il estimait que, lorsque de telles mesures ont nécessairement un impact discriminatoire de ce type, la Cour ne devrait pas exclure la possibilité qu'elles puissent être justifiées sur le fondement de l'exigence impérative d'intérêt général de la protection de l'environnement⁶⁹¹.

941. Dans cette perspective, l'avocat général Bot appelait donc dans ses conclusions de l'affaire *Essent Belgium*, ainsi que dans celles de l'affaire *Ålands Vindkraft*⁶⁹², à une clarification de la jurisprudence. Il recommandait à la Cour de reconnaître formellement la possibilité d'invoquer la protection de l'environnement comme justification des mesures qui entravent la libre circulation des marchandises, quand bien même elles seraient discriminatoires, plutôt que de fonder cette exception à la règle selon laquelle seules des dispositions dérogatoires expresses peuvent justifier une mesure discriminatoire sur des « *raisonnements au cas par cas obéissant à des logiques différentes* ».

942. Cette clarification était selon lui souhaitable pour trois raisons. Elle répondrait tout d'abord au besoin de sécurité juridique, en levant les doutes qui peuvent subsister quant à la possibilité d'invoquer la protection de l'environnement en tant qu'exigence impérative d'intérêt général pour justifier une mesure discriminatoire.

Il notait ensuite que l'absence de vérification du caractère discriminatoire des mesures constitutives d'entraves présente l'inconvénient majeur d'interdire de faire varier l'intensité du contrôle juridictionnel auquel ces mesures sont soumises afin de vérifier qu'elles sont propres à garantir la réalisation de l'objectif poursuivi et qu'elles sont proportionnées. En effet, les mesures contrevenant à un principe aussi fondamental pour le marché intérieur que celui de l'interdiction des discriminations directes en fonction de la nationalité, si elles peuvent être justifiées, devraient néanmoins être soumises à « *une exigence de proportionnalité renforcée* ».

Enfin, cette reconnaissance serait également « *l'occasion de consacrer la place éminente de la protection de l'environnement dans l'ordre juridique de l'Union (...)* », ce qui permettrait d'assurer sa prévalence sur d'autres considérations.

⁶⁹¹ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, point 233.

⁶⁹² Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 79.

943. Cependant, force est de constater que la Cour n'a pas suivi l'avocat général Bot dans ce souhait de formalisation d'un statut particulier de la justification par le motif de protection de l'environnement.

2) Une justification recourant à une interprétation « confusionniste »

944. Une seconde interprétation, qui semble en l'occurrence plus vraisemblable, est que, loin de constituer une exception à une règle de principe, la justification développée par la Cour s'inscrit dans une tendance lourde, dite « confusionniste »⁶⁹³.

945. Dans la lignée de la jurisprudence de la Cour, il faut sans doute considérer⁶⁹⁴ que l'argument du rattachement de l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables à l'exigence impérative relevant de la protection de l'environnement ne prospère que parce que la Cour y adjoint celui selon lequel l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables vise également la protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ainsi que la préservation des végétaux, qui sont des raisons d'intérêt général mentionnés à l'article 36 du TFUE, et que ces deux objectifs sont « *corrélatifs* » de l'objectif de protection de l'environnement⁶⁹⁵. Ce lien « corrélatif » a été développé par la Cour dans un arrêt du 21 décembre 2011⁶⁹⁶, dans lequel elle indique que, relativement au rapport entre les objectifs de protection de l'environnement et de protection de la santé, « *il ressort de l'article 174, paragraphe 1, CE que la protection de la santé des personnes relève des objectifs de la politique de la Communauté dans le domaine de l'environnement* ». En conséquence, « *ces objectifs sont intimement liés l'un à l'autre, notamment dans le cadre de la lutte contre la pollution de l'air qui a pour finalité de limiter les dangers pour la santé liés à une dégradation de l'environnement* », et « *l'objectif de la protection de la santé se trouve ainsi déjà, en principe, englobé dans l'objectif de protection de l'environnement* ». En effet, lorsque des mesures poursuivent à la fois l'objectif de protection de l'environnement et l'objectif de protection de la santé, ce second objectif se trouve déjà englobé dans le premier, puisque l'objectif est de limiter les dangers pour la santé liés à une dégradation de

⁶⁹³ Sur l'usage de ce terme, voir notamment : Le Baut-Ferrarese (B), « Nouvelle prise de position de la CJUE sur l'euro-compatibilité des mécanismes nationaux de soutien à l'électricité renouvelable », *Environnement*, n° 11, novembre 2014, comm. 75 ; Rigaux (A), « Mesure d'effet équivalent », *Europe*, n° 2, février 2012, comm. 75.

⁶⁹⁴ Voir en ce sens Le Baut-Ferrarese (B), « Nouvelle prise de position de la CJUE sur l'euro-compatibilité des mécanismes nationaux de soutien à l'électricité renouvelable », *Environnement*, n° 11, novembre 2014, comm. 75.

⁶⁹⁵ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 93.

⁶⁹⁶ CJUE, 21 décembre 2011, *Commission c/ Autriche*, C-28/09, points 119 à 122.

l'environnement⁶⁹⁷. Par conséquent, « *il n'y a pas lieu d'examiner les arguments (...) relatifs à la protection de la santé séparément de ceux portant sur la protection de l'environnement* »⁶⁹⁸.

946. Pour une partie de la doctrine, le fondement de ce lien « corrélatif », qui permet à la Cour d'admettre la compatibilité des aides d'Etat limitées au territoire national, est une manifestation d'une tendance « confusionniste » entre les raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE et les raisons impératives d'intérêt général reconnues par la Cour⁶⁹⁹. Déjà relevée comme une potentialité par l'avocat général Jacobs au début des années 2000⁷⁰⁰, cette tendance semble se confirmer par une formalisation plus poussée dans la jurisprudence de la Cour. Dans un arrêt *Commission c/ Autriche* du 11 décembre 2008, la Cour, ayant constaté que la mesure litigieuse « *affecte de façon différente* » des véhicules importés et non importés, en déduisait qu'elle « *constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives, en principe incompatible avec les obligations résultant de l'article 28 CE, à moins que cette mesure ne puisse être objectivement justifiée* ». Relativement à cette justification, la Cour indiquait qu'« *il ressort d'une jurisprudence constante qu'une réglementation ou une pratique nationale qui constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives ne peut être justifiée que par l'une des raisons d'intérêt général énumérées à l'article 30 CE ou par des exigences impératives* », puis examinait directement la proportionnalité des justifications avancées⁷⁰¹. Dans cette affaire, l'usage par la Cour de la formule « *affecte de façon différente* », sans distinguer selon que cette affectation est différente en droit, donc discriminatoire, ou en fait, donc indistinctement applicable, révélerait une approche « syncrétique » de ces deux modes d'affectations. Une partie de la doctrine estime en effet qu'une telle approche « *contamine de manière dommageable l'analyse par le juge des justificatifs éventuels d'une mesure nationale entravante* » puisque la distinction entre mesures discriminatoires et indistinctement applicables détermine en principe les modes de justifications possibles⁷⁰². La réalité de cette approche syncrétique est renforcée par le fait qu'il semble manifeste qu'en l'espèce la mesure en cause était effectivement distinctement applicable, ce qui rendrait incompréhensible l'approche « globalisante » des modes de justifications avancés par la Cour si elle ne considérait pas effectivement que les mesures

⁶⁹⁷ CJUE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, point 56.

⁶⁹⁸ CJUE, 21 décembre 2011, *Commission c/ Autriche*, C-28/09, point 122.

⁶⁹⁹ Voir en ce sens Le Baut-Ferrarese (B), « Nouvelle prise de position de la CJUE sur l'euro-compatibilité des mécanismes nationaux de soutien à l'électricité renouvelable », *Environnement*, n° 11, novembre 2014, comm. 75 ; Rigaux (A), « Mesure d'effet équivalent », *Europe*, n° 2, février 2012, comm. 75 ; Bertrand (B), « Que reste-t-il des exigences impératives d'intérêt général ? », *Europe*, n° 1, janvier 2012, étude 1.

⁷⁰⁰ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, point 227.

⁷⁰¹ CJCE, 11 décembre 2008, C-524/07, *Commission c/ Autriche*, points 51 à 54.

⁷⁰² Rigaux (A), CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, *Europe*, n° 6, 2009, comm. 75.

distinctement applicables comme les mesures indistinctement applicables peuvent être justifiées à la fois par les raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE que par des exigences impératives.

947. Ainsi, dans cet arrêt, la Cour a introduit « *manifestement sans que ce fait ne soit ni pesé, ni assumé, et encore moins expliqué, un facteur pour le moins discutable de confusion entre le jeu des justificatifs restreints seul ouvert pour les mesures spécifiquement applicables, et celui qui s'applique de manière duelle, aux mesures indistinctement applicables, ce qui vient mettre à mal la cohérence d'une jurisprudence subtile et constante* »⁷⁰³.

948. Ce mouvement de remise en cause de la distinction théorique entre les dérogations prévues par le TFUE et les exceptions d'origine jurisprudentielles, confirmé par la suite de l'évolution jurisprudentielle, tend d'une part à aligner les fondements théoriques de ces deux ensembles et d'autre part à aligner leurs régimes juridiques⁷⁰⁴.

a) Une assimilation conceptuelle des différents motifs dérogatoires

949. Tout d'abord, la Cour assimile conceptuellement les dérogations prévues par le traité et les exceptions d'origine jurisprudentielles. Elle affirmant qu'une mesure « *qui constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives ne peut être justifiée que par l'une des raisons d'intérêt général énumérées à l'article 30 CE ou par des exigences impératives* » et que « *dans l'un et l'autre cas, la mesure nationale doit être propre à garantir la réalisation de l'objectif poursuivi et ne pas aller au-delà de ce qui est nécessaire pour qu'il soit atteint* »⁷⁰⁵, la Cour distingue deux temps. Dans un premier temps, la mesure nationale en cause doit être qualifiée d'entrave, avant d'être potentiellement, dans un second temps, justifiée par une exigence impérative d'intérêt général ou l'un des intérêts protégés par l'article 36 TFUE.

950. Or cette manière de concevoir la relation entre les deux étapes prend place dans un long débat sur la nature de chacune de ces catégories.

951. La Cour a considéré dans l'affaire *Cassis de Dijon* que, en l'absence de réglementation européenne, et sans admettre d'autres objectifs au titre de l'article 36 TFUE que ceux qui y sont énumérés, les obstacles à la circulation intracommunautaire

⁷⁰³ Rigaux (A), CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, *Europe*, n° 6, 2009, comm. 75.

⁷⁰⁴ Bertrand (B), « Que reste-t-il des exigences impératives d'intérêt général ? », *Europe*, n° 1, janvier 2012, étude 1.

⁷⁰⁵ CJUE, 6 octobre 2011, C-443/10, point 32.

résultant des disparités des législations nationales relatives à la commercialisation des produits en cause « *doivent être acceptés dans la mesure où ces prescriptions peuvent être reconnues comme étant nécessaires pour satisfaire à des exigences impératives* »⁷⁰⁶. À la suite de cette décision et de la jurisprudence qui l'a mise en œuvre, une première doctrine, défendue notamment par le professeur Mattera⁷⁰⁷, a soutenu la thèse selon laquelle les exigences impératives d'intérêt général n'opèrent pas en tant que justifications de mesures qualifiées de restrictions à la libre circulation, mais au stade de la qualification elle-même, ôtant aux mesures sous examen leur qualification de restrictions en raison de la légitimité de l'intérêt poursuivi. Il est à noter que cette conception du rôle des exigences impératives d'intérêt général n'est pas isolée, une partie de la doctrine juridique anglo-saxonne défendant une vision analogue dans le cadre des accords internationaux de libre-échange. Pour une partie des auteurs en effet, seules les mesures ayant une finalité protectionniste doivent être qualifiées de violations de ces accords, à la différence des mesures visant un intérêt légitime national. Ces mesures, ne recevant pas cette qualification, ne devraient donc pas être connues des tribunaux internationaux chargés du respect de ces accords, fut-ce pour en examiner la proportionnalité⁷⁰⁸.

952 Le recours à cette théorie par le professeur Mattera semblait avoir un fondement théorique solide. Étant donné que seul le législateur européen a compétence pour établir des exceptions aux libertés fondamentales du traité, il semble nécessairement impliqué que la jurisprudence de la Cour ne puisse intervenir qu'au stade de la qualification des mesures elles-mêmes⁷⁰⁹. Cette analyse pouvait d'ailleurs s'appuyer sur la jurisprudence antérieure de la Cour, confirmée par la suite⁷¹⁰, qui avait expressément rappelé que l'actuel article 36 TFUE, « *en tant que dérogation à la règle fondamentale de l'élimination de tous les obstacles à la libre circulation des marchandises entre les Etats membres, est d'interprétation stricte* », et qu'en conséquence les exceptions qu'il énumère ne peuvent être étendues à des cas autres que ceux limitativement prévus⁷¹¹.

Dans cette perspective, la Cour aurait dans sa jurisprudence *Cassis de Dijon* distingué les obstacles à la circulation intracommunautaire légitimés par des exigences impératives d'intérêt général, qui sont « acceptés », des restrictions à l'importation ou à l'exportation, qui sont « justifiées » au titre de l'article 36 TFUE. Les premières mesures, étant « acceptées », ne seraient pas qualifiées de restrictions à l'importation ou à l'exportation, tandis que les secondes, ainsi qualifiées, devraient être « justifiées » pour être conformes au traité.

⁷⁰⁶ CJCE, 20 février 1979, 120/78, point 8.

⁷⁰⁷ Mattera (A), *Le Marché Unique Européen: ses règles, son fonctionnement*, Jupiter, 1990, p. 274-5.

⁷⁰⁸ Regan (D), "What Are Trade Agreements For? Two Conflicting Stories Told by Economists, with a Lesson for Lawyers", *Journal of International Economic Law*, 2006, p. 951-988.

⁷⁰⁹ Vassilis Hatzopoulos (V), « La justification des atteintes aux libertés de circulation : cadre méthodologique et spécificités matérielles », Research Paper in Law, Collège d'Europe, 01 / 2013.

⁷¹⁰ CJCE, 17 juin 1981, *Commission c/ Irlande*, 113/80, point 6.

⁷¹¹ CJCE, 25 janvier 1977, *Bauhuis*, 46/76, point 12.

953. Cependant, la jurisprudence récente de la Cour montre une certaine confusion sur point. Certains arrêts semblent compatibles avec cette interprétation. Ainsi dans un arrêt du 28 février 2009 la Cour a indiqué qu'une restriction à la liberté d'établissement et à la libre prestation des services peut être « admise » s'il s'avère qu'elle répond à des raisons impérieuses d'intérêt général⁷¹². Toutefois, la jurisprudence sur laquelle la Cour elle-même appuie cette position énonce qu'une telle mesure peut être « justifiée » dès lors qu'elle répond à des raisons impérieuses d'intérêt général⁷¹³. En outre, dans un arrêt concomitant, elle a adopté une terminologie exactement opposée à celle impliquée par la thèse du professeur Mattera, en indiquant qu'il convient d'examiner dans quelle mesure une restriction « peut être admise » au titre des mesures dérogatoires expressément prévues par le traité, ou « justifiée » par des raisons impérieuses d'intérêt général⁷¹⁴. Enfin, dans d'autres arrêts la Cour recourt de manière similaire à des dérogations prévues par l'article 36 TFUE et à des raisons impérieuses d'intérêt général en vue de justifier la mesure en cause. Ainsi, dans un arrêt du 13 mars 2003, la Cour a indiqué que la « justification » d'une mesure restrictive peut être tirée « *d'une exception prévue par le traité, comme, au demeurant, d'une raison impérieuse d'intérêt général* »⁷¹⁵. Au vu de l'ensemble de la jurisprudence, considérée dans sa globalité, il semble vraisemblable que la Cour est « agnostique » quant au débat théorique portant sur les fondements des raisons impérieuses d'intérêt général⁷¹⁶.

b) Une uniformisation des régimes juridiques des différents motifs dérogatoires

954. Ensuite, l'assimilation conceptuelle des dérogations prévues par le TFUE et les exceptions d'origine jurisprudentielles a pour conséquence une uniformisation de leurs régimes juridiques.

955. Premièrement, elle amène la Cour à procéder à un examen similaire de leur admissibilité. Dans un arrêt du 8 mai 2003, la Cour commence ainsi par rappeler que « *selon une jurisprudence constante, une exception au principe de la libre circulation des marchandises ne peut être justifiée au titre de l'article 30 CE que si les autorités nationales démontrent que ladite exception est nécessaire pour réaliser un ou plusieurs objectifs y sont mentionnés et qu'elle est conforme au principe de proportionnalité* », pour ajouter ensuite que « *les mêmes considérations s'appliquent nécessairement aux dérogations à la libre circulation des marchandises qui sont fondées sur des exigences impératives reconnues par la jurisprudence communautaire* ». Un Etat membre invoquant un motif justifiant une restriction

⁷¹² CJUE, 28 février 2009, *Commission c/ Italie*, C-518/06, point 72.

⁷¹³ CJCE, 5 décembre 2006, *Cipolla e.a.*, C-94/04 et C-202/04, point 61.

⁷¹⁴ CJUE 8 septembre 2009, *Ligua Portuguesa c/ Bwin*, C-42/07, point 55.

⁷¹⁵ CJUE, 13 mars 2003, *Müller Fauré*, C-385/99, point 68.

⁷¹⁶ Vassilis Hatzopoulos (V), « La justification des atteintes aux libertés de circulation : cadre méthodologique et spécificités matérielles », Research Paper in Law, Collège d'Europe, 01 / 2013.

à la libre circulation des marchandises doit donc « démontrer concrètement l'existence d'une raison d'intérêt général, la nécessité de la restriction en cause et son caractère proportionné par rapport à l'objectif poursuivi »⁷¹⁷.

956. Deuxièmement, une interrogation existe sur l'orientation de la jurisprudence de la Cour quant au maintien de la justification des mesures discriminatoires exclusivement par les dérogations de l'article 36 TFUE. En effet, dans certaines décisions la Cour traite ensemble les motifs dérogatoires de l'article 36 TFUE et les raisons impérieuses d'intérêt général sans distinguer si la mesure visée est discriminatoire ou non⁷¹⁸. La Cour cependant continue à affirmer régulièrement le principe selon lequel les raisons impérieuses d'intérêt général « ne sauraient être invoquées pour justifier des restrictions appliquées de manière discriminatoire » et que de telles restrictions « n'est compatible avec le droit communautaire que si elle relève d'une disposition dérogatoire expresse »⁷¹⁹.

957. Selon le professeur Hatzopoulos⁷²⁰, la coexistence dans la jurisprudence de la Cour du maintien de cette « orthodoxie » et sa mise à l'écart occasionnelle peut avoir différentes raisons.

958. D'une part, la Cour est confrontée à un certain nombre de cas dans lesquels des objectifs nationaux légitimes ne peuvent être poursuivis que par des mesures comportant une certaine discrimination, à des degrés divers. Face à ces situations, la Cour fermerait parfois les yeux sur la nature discriminatoire de ces mesures. Tel serait notamment le cas dans l'affaire dite « des déchets wallons »⁷²¹, dans laquelle la Cour a écarté la qualification de mesure discriminatoire en se fondant sur la légitimité du principe suivi par la législation en cause, celui de correction par priorité à la source des atteintes à l'environnement.

D'autre part, la notion de discrimination manquerait elle-même de rigueur, ce qui permettrait de concevoir son application concrète de manière différente selon les auteurs. Du fait de ce flou conceptuel inhérent à la notion de « mesure discriminatoire », toute règle fondée sur ce critère serait d'application incertaine.

Ainsi, même si le principe de justification des mesures discriminatoires uniquement par des dérogations expresses est théoriquement maintenu par la Cour, il n'est pas certain que son application puisse être systématique et ne laisse pas, en pratique, une certaine marge d'exception subsister.

959. Conséquence de l'uniformisation des régimes juridiques des dérogations prévues par le traité et les exceptions d'origine jurisprudentielles, la Cour examine dans les

⁷¹⁷ CJCE, 8 mai 2003, *ATRAL*, C-14/02, points 67 à 69.

⁷¹⁸ CJCE, 15 mai 1997, C250/95 ; CJCE, 28 avril 1998, C-118/96.

⁷¹⁹ CJUE, 6 octobre 2009, C-153/08, points 36 et 37, et jurisprudence citée.

⁷²⁰ Vassilis Hatzopoulos (V), « La justification des atteintes aux libertés de circulation : cadre méthodologique et spécificités matérielles », Research Paper in Law, Collège d'Europe, 01 / 2013.

⁷²¹ CJCE, 9 juillet 1992, *Commission c/ Belgique*, C-2/90.

affaires *Ålands Vindkraft* et *Essent Belgium* le respect du critère de proportionnalité de la justification avancée sans distinguer entre les différents éléments de natures différentes qui la compose.

960. Tout d'abord, reprenant les termes de son arrêt du 11 décembre 2008⁷²², elle assimile formellement les régimes juridiques des dérogations expresses du traité et des exigences impératives d'intérêt général d'origine jurisprudentielle, en indiquant que, selon une jurisprudence constante, « *une réglementation ou une pratique nationale qui constitue une mesure d'effet équivalent à des restrictions quantitatives peut être justifiée par l'une des raisons d'intérêt général énumérées à l'article 36 TFUE ou par des exigences impératives* » et que « *dans l'un et l'autre cas, la mesure nationale doit, conformément au principe de proportionnalité, être propre à garantir la réalisation de l'objectif poursuivi et ne pas aller au-delà de ce qui est nécessaire pour qu'il soit atteint* »⁷²³.

961. Cette assimilation des régimes juridiques rend ensuite possible un examen unique de ces deux types de justification, rassemblés en raison de « l'intégration » des raisons d'intérêt général mentionnées à l'article 36 TFUE que sont la protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ainsi que la préservation des végétaux dans l'exigence impérative d'intérêt général qu'est la protection de l'environnement. Cette intégration, théorisée par la Cour dans sa jurisprudence antérieure, l'a ainsi amené à conclure qu'« *il n'y a pas lieu d'examiner les arguments (...) relatifs à la protection de la santé séparément de ceux portant sur la protection de l'environnement* »⁷²⁴.

II/ Une justification pragmatique des entraves à la libre circulation

962. Dans les arrêts *Ålands Vindkraft* et *Essent Belgium*, la justification développée par la Cour au stade de l'admissibilité des motifs dérogatoires à l'interdiction des mesures d'effet équivalent aux restrictions quantitatives à l'importation montre un refus de consacrer formellement une prééminence de l'objectif de protection de l'environnement sur le principe de libre circulation des marchandises. En revanche, ses développements au stade de l'examen de la proportionnalité des motifs dérogatoires retenus montrent une prise en compte pragmatique de la nécessité de permettre la mise en place par les Etats membres de mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable territorialement limités.

963. La Cour a ainsi développé une lecture de sa jurisprudence passée qui lui permet de maintenir, malgré les progrès de l'intégration du marché de l'électricité, le caractère proportionné du recours à des mécanismes de soutien limités territorialement (A). Dans un

⁷²² CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, point 54.

⁷²³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 76.

⁷²⁴ CJCE, 11 décembre 2008, C-524/07, point 56 ; CJUE, 21 décembre 2011, C-28/09, point 122.

second temps, elle a développé une justification du caractère nécessaire des caractéristiques de ces régimes d'aides, appuyée sur les impératifs économiques des politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable (B).

A/ Une justification appuyée sur une lecture contestable de la jurisprudence

964 L'examen de la proportionnalité des mécanismes de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable limités territorialement cristallise les enjeux soulevés par la question de la définition des rapports entre ces mécanismes de soutien et l'application des règles du marché intérieur aux importations d'électricité entre Etats membres. L'arrêt *Ålands Vindkraft* a ainsi été l'occasion pour la Cour de trancher entre deux conceptions opposées, toutes deux appuyées sur la jurisprudence *PreussenElektra*⁷²⁵. Cette solution l'a amené à maintenir le constat de la validité de la jurisprudence *PreussenElektra* relativement au lien existant entre la nature de l'électricité et le degré de libéralisation du marché (1), mais à réduire l'importance de la question du niveau d'intégration du marché de l'électricité dans l'examen de la proportionnalité des mécanismes de soutien (2).

1) Une justification reposant sur l'impossibilité de déterminer l'origine de l'électricité dans les réseaux

965 La Cour commence par rappeler la relativité de l'aptitude de ce type de mesure à atteindre l'objectif de développement des énergies renouvelables à l'égard du niveau de libéralisation et du mode de fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, comme l'admet la Cour, l'objectif de protection de l'environnement ainsi que les objectifs corrélatifs qui sont poursuivis par l'augmentation de la production et de la consommation d'électricité renouvelable paraissent a priori pouvoir être poursuivis au sein de l'Union européenne indépendamment de la localisation de la production de cette électricité⁷²⁶. En principe, dans un marché de l'électricité fonctionnant parfaitement, la limitation territoriale des mécanismes de soutien n'est pas nécessaire, et donc disproportionnée.

966 Le mécanisme de soutien en cause étant très proche de celui examiné dans l'affaire *PreussenElektra*, l'examen de la proportionnalité doit se faire en prenant en compte les évolutions du marché de l'électricité survenues depuis cette jurisprudence⁷²⁷. Dans cet arrêt, la Cour avait estimé que l'entrave à la libre circulation des marchandises constituée par un régime d'aide aux énergies renouvelables limité à la production nationale était

⁷²⁵ Rigaux (A) et Simon (D), « Régimes d'aides aux énergies renouvelables », *Europe*, n° 8-9, août 2014, comm. 352.

⁷²⁶ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 93.

⁷²⁷ *Ibid.*, point 84.

proportionnée, en se fondant d'une part sur le fait que la directive 96/92/CE ne constituait qu'une phase de la libéralisation du marché de l'électricité et laissait subsister des entraves aux échanges d'électricité entre les Etats membres⁷²⁸, et d'autre part sur le fait que son fonctionnement ne permettait pas de déterminer « *l'origine et notamment la source d'énergie* » à partir de laquelle l'électricité a été produite une fois qu'elle est injectée dans le réseau⁷²⁹.

967. Relativement au premier aspect, la Cour souligne dans l'arrêt *Ålands Vindkraft* l'évolution du droit de l'Union européenne, en notant que le marché de l'électricité est parvenu en 2014 à un stade de libéralisation avancé, du fait des diverses réglementations, notamment les directives successives 2003/54/CE et 2009/72/CE ayant pour objet de mettre en place d'un marché intérieur de l'électricité pleinement opérationnel⁷³⁰. En accord avec l'analyse de l'avocat général Bot⁷³¹, elle admet donc que le premier fondement de la proportionnalité de la justification retenu dans son arrêt *PreussenElektra* ne peut être maintenu.

968. En revanche, les interprétations de l'avocat général Bot et de la Cour sont en opposition complète sur le point de savoir si le second motif de proportionnalité retenu par la Cour dans l'arrêt *PreussenElektra* peut être maintenu.

969. L'avocat général estimait que « *la justification tirée de l'impossibilité de déterminer l'origine verte de l'électricité produite dans un autre Etat membre ne peut plus être valablement avancée depuis l'instauration, par la directive 2001/77, de « garanties d'origine » précisément destinées à établir que l'électricité vendue est produite à partir de sources d'énergie renouvelables* »⁷³². La Cour, au contraire, a jugé que « *le constat opéré par la Cour au point 79 de l'arrêt PreussenElektra selon lequel la nature de l'électricité est telle que, une fois admise dans le réseau de transport ou de distribution, il est difficile d'en déterminer l'origine et notamment la source d'énergie à partir de laquelle elle a été produite demeure avéré* »⁷³³, ce qui lui permet de justifier que le régime de soutien soit conçu de manière à bénéficier à la seule production d'électricité renouvelable localisée sur le territoire national, en dépit du niveau d'intégration du marché intérieur de l'électricité.

2) Une justification réduisant l'importance du niveau d'intégration du marché de l'électricité

⁷²⁸ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 78.

⁷²⁹ *Ibid.*, points 79.

⁷³⁰ *Ibid.*, point 86.

⁷³¹ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 82.

⁷³² *Ibid.*, point 88.

⁷³³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 87.

970. La Cour a fondé ce jugement sur deux motifs, relatifs à la fonction des garanties d'origine et au sens donné à la notion d'origine renouvelable de l'électricité consommée.

a) Une interprétation exclusive de l'usage du mécanisme des garanties d'origine

971. Le premier motif retenu par la Cour est que les garanties d'origine « *ont pour seule fonction d'indiquer aux clients finals la part d'énergie verte que contient le bouquet énergétique d'un fournisseur d'électricité* ».

972. L'avocat général Bot estimait « sans pertinence » ce premier motif, en s'appuyant sur le fait que, dans l'arrêt *PreussenElektra*, le motif de justification tiré de la nature fongible de l'électricité était exclusivement fondé sur l'absence d'un instrument de preuve permettant de déterminer « *l'origine et notamment la source d'énergie à partir de laquelle elle a été produite* »⁷³⁴. Or, force est de constater que la finalité des garanties d'origine est précisément d'indiquer le caractère renouvelable de la source d'énergie à partir de laquelle a été produite l'électricité vendue par le producteur. S'il est vrai que la directive 2009/28/CE prévoit que les garanties d'origine ne remplissent aucune fonction pour la réalisation des objectifs nationaux contraignants⁷³⁵ et ne confèrent pas, par elles-mêmes, le droit de bénéficier des régimes d'aide nationaux⁷³⁶, l'avocat général estimait que ces dispositions n'entament en rien cette caractéristique des garanties d'origine, dont la présence est seule pertinente dans l'examen du maintien du second motif de proportionnalité avancé par la Cour dans l'arrêt *PreussenElektra*⁷³⁷.

973. La Cour au contraire, en justifiant son interprétation par le fait que les garanties d'origine « *ont pour seule fonction d'indiquer aux clients finals la part d'énergie verte que contient le bouquet énergétique d'un fournisseur d'électricité* », exclut manifestement tout autre usage qui pourrait en être fait, notamment ceux entrant dans le fonctionnement d'un mécanisme de soutien. Il est vrai que cette position a certains appuis textuels⁷³⁸. Ainsi, la directive 2009/28/CE précise expressément que les garanties d'origine servent « *uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à*

⁷³⁴ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, point 79.

⁷³⁵ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 15.

⁷³⁶ *Ibid.*, considérant 56.

⁷³⁷ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, points 89 et 90.

⁷³⁸ *Ibid.*, points 89.

partir de sources renouvelables »⁷³⁹, qu'elles ne confèrent pas par elles-mêmes le droit de bénéficier de régimes d'aide nationaux⁷⁴⁰, qu'il est important de les distinguer des certificats verts, qui sont utilisés pour les régimes d'aide⁷⁴¹, et dispose que les garanties d'origine ne remplissent aucune fonction pour la réalisation des objectifs nationaux contraignants⁷⁴². La Cour fait cependant dans cet arrêt une interprétation stricte de ces dispositions, en leur donnant un sens exclusif. Par cette interprétation la Cour suppose en effet que l'intention du législateur n'était pas uniquement de distinguer le système des garanties d'origine des mécanismes de soutien mais bien de prohiber tout autre usage que celui « *d'indiquer aux clients finals la part d'énergie verte que contient le bouquet énergétique d'un fournisseur d'électricité* », et notamment son utilisation, en plus de cette première fonction, dans le fonctionnement des mécanismes de soutien.

974. La question qui se pose dès lors est de savoir pour quels motifs la Cour refuse cet usage complémentaire du mécanisme des garanties d'origine.

975. Il faut sans doute considérer que la Cour, qui précise que ce mécanisme a été mis en place par le législateur de l'union européenne afin de « *permettre aux Etats membres de coopérer* », « *tout en préservant le caractère national et, en principe, territorial des régimes de soutien existants* »⁷⁴³, a estimé que cette approche serait contraire à la directive 2009/28/CE, dont l'article 11 fait expressément du recours aux mécanismes de coopération une simple possibilité, en indiquant que les Etats membres « *peuvent décider, de leur propre initiative, d'unir ou de coordonner partiellement leurs régimes d'aide nationaux* ». Or, ne pas admettre la limitation territoriale des mécanismes de soutien au motif que ces mécanismes de coopération permettent la prise en compte de la production d'électricité ainsi soutenue au titre des objectifs nationaux reviendrait à inverser l'ordre d'initiative prévu par l'article 11. En effet, cela conduirait de facto à imposer aux Etats membres la mise en œuvre de ces mécanismes de coopération à mesure que les producteurs d'électricité renouvelable situés dans d'autres Etats membres demanderaient à bénéficier de leurs mécanismes de soutien, puisque le refus de mis en place de ces mécanismes de coopération, certes juridiquement possible, reviendrait à perdre la possibilité de comptabiliser la production étrangère ainsi soutenue dans leurs objectifs nationaux.

b) Une certification de l'origine de l'électricité consommée imposée

⁷³⁹ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, considérant 52.

⁷⁴⁰ *Ibid.*, considérant 56.

⁷⁴¹ *Ibid.*, considérant 52.

⁷⁴² *Ibid.*, article 15.

⁷⁴³ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 100.

976. Le second motif de la Cour est qu'il n'y a qu'une correspondance comptable, mais non physique, entre la tension électrique effectivement fournie et les garanties d'origine associées, « *de sorte que la singularisation systématique de l'électricité en tant qu'électricité verte aux stades de la distribution et de la consommation demeure difficilement praticable* »⁷⁴⁴.

Ce second motif révèle un décalage essentiel entre les raisonnements de l'avocat général Bot et de la Cour.

977. Les termes de la Cour dans l'arrêt *PreussenElektra*, qui justifient un mécanisme de soutien à la production d'énergie renouvelable limité territorialement par le fait que « *la nature de l'électricité est telle que, une fois admise dans le réseau de transport ou de distribution, il est difficile d'en déterminer l'origine et notamment la source d'énergie à partir de laquelle elle a été produite* », peuvent être compris de deux manières.

Ce motif de justification s'applique à un mécanisme de soutien consistant en l'octroi de certificats aux producteurs d'électricité renouvelable situés sur le territoire national, les fournisseurs d'électricité et certains utilisateurs étant tenus d'en acheter un certain quota en fonction de la quantité totale d'électricité qu'ils livrent ou consomment.

978. La première manière consiste à comprendre qu'un tel mécanisme de soutien était proportionné, en tant qu'il était territorialement limité, car l'absence d'uniformisation de la certification du caractère renouvelable de la production d'électricité au niveau de l'Union européenne rendait impossible dans un mécanisme de soutien national l'usage d'instruments de certification émis dans un autre Etat membre. L'argumentation de l'avocat général montre qu'il ne conçoit les termes de la Cour dans l'affaire *PreussenElektra* que de cette manière. Cette conception l'amène à conclure que cette justification de la proportionnalité d'un régime d'aides du type de celui en cause dans les affaires *PreussenElektra* et *Alands Vindkraft*, valable à l'époque, n'est plus recevable dès lors qu'est mis en place le système des garanties d'origine⁷⁴⁵.

979. La seconde manière consiste à comprendre qu'un tel mécanisme de soutien était proportionné, en tant qu'il était territorialement limité et en tant qu'il n'apportait un soutien qu'au stade de la production, et non au stade de la consommation, car la nature fongible de l'électricité interdit de déterminer si l'électricité fournie et consommée est réellement d'origine renouvelable. Ainsi ne serait pas disproportionné un mécanisme national limitant le soutien apporté à la production d'électricité, même uniquement située sur le territoire national, dans la mesure où un mécanisme qui serait moins discriminatoire en apportant un soutien à l'électricité d'origine renouvelable au stade de la consommation n'est pas physiquement possible. Or, par le fait même qu'elle avance ce second motif, la Cour

⁷⁴⁴ *Ibid.*, point 90.

⁷⁴⁵ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 90.

estime implicitement que les termes utilisés par elle dans l'affaire *PreussenElektra* devaient s'entendre de cette manière. On ne comprendrait pas autrement que la Cour souligne que les garanties d'origine « *ne permettent pas d'attester qu'une quantité donnée d'électricité fournie par ces réseaux soit précisément celle provenant de sources d'énergie renouvelables en considération desquelles les mêmes garanties ont été délivrées, de sorte que la singularisation systématique de l'électricité en tant qu'électricité verte aux stades de la distribution et de la consommation demeure difficilement praticable* »⁷⁴⁶.

980. Cette argumentation de la Cour, qui, d'un côté, s'appuie sur la nature même de l'électricité pour exclure qu'un mécanisme de soutien ciblant le stade de la consommation d'électricité puisse être davantage proportionné, et, de l'autre, exclut l'usage des garanties d'origine dans le fonctionnement des mécanismes de soutien nationaux, semble donc devoir faire perdre de son importance à la question du niveau d'intégration du marché de l'électricité dans l'examen de la proportionnalité de l'ensemble des mécanismes de soutien. Une telle argumentation est ainsi de nature à sécuriser juridiquement les mécanismes de soutien existants ou à venir, en évitant que leur compatibilité avec le principe de libre circulation des marchandises ne soit remise en cause par la poursuite du processus d'intégration du marché de l'électricité.

B/ Une justification appuyée sur des motifs d'impératifs économiques

981. Compte tenu, d'une part, de la permanence des caractéristiques du marché de l'électricité due à la nature fongible de l'électricité, qui permet d'écarter la comparaison avec les mécanismes de soutien ciblant le stade de la consommation, et, d'autre part, de l'impossibilité de prendre en compte le système des garanties d'origine, la Cour estime ensuite que dès lors que le droit de l'Union européenne n'a pas procédé à une harmonisation des régimes de soutien nationaux à l'électricité renouvelable, la limitation territoriale des mécanismes de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable « *peut en soi être considérée comme nécessaire pour atteindre l'objectif de promotion de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité* »⁷⁴⁷.

982. La Cour admet certes que l'objectif de protection de l'environnement, ainsi que les objectifs corrélatifs qui sont poursuivis par l'augmentation de la production et de la consommation d'électricité renouvelable, paraissent a priori pouvoir être poursuivis au sein de l'Union européenne indépendamment de la localisation de la production de cette électricité⁷⁴⁸. En principe, dans un marché de l'électricité fonctionnant parfaitement, la limitation

⁷⁴⁶ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 90.

⁷⁴⁷ *Ibid.*, point 92.

⁷⁴⁸ *Ibid.*, point 93.

territoriale des mécanismes de soutien n'est pas nécessaire, et en conséquence est disproportionnée.

983. Elle examine donc la nécessité des mécanismes de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable au regard de deux dimensions de ce moyen de poursuivre l'objectif de protection de l'environnement et les objectifs corrélatifs associés. Ces deux dimensions sont la possibilité de faire porter le soutien sur la consommation comme sur la production et l'absence de restriction territoriale nécessaire des mécanismes de soutien nationaux.

984. Il est notable que cet examen, par son caractère approfondi, contraste d'un côté avec l'examen généralement plutôt souple effectué par la Cour lorsque sont avancées des justifications concernant la protection de l'environnement ou la santé publique⁷⁴⁹, et d'un autre côté avec le caractère extrêmement allégé de l'examen de la proportionnalité effectué dans l'affaire similaire *PreussenElektra*⁷⁵⁰. Le développement important de l'argumentation de la Cour s'explique par la possibilité de fonder deux analyses contradictoires de la justification de la proportionnalité sur l'arrêt *PreussenElektra*, avec des conséquences très importantes. En effet, la solution retenue détermine la compatibilité avec le TFUE de l'article 3, paragraphe 3, de la directive 2009/28/CE, dans la mesure où il confère aux Etats membres le pouvoir de restreindre l'accès à leurs régimes d'aide sur une base territoriale⁷⁵¹, et donc la validité de cette directive sur ce point.

985. Ainsi, afin de juger nécessaire un régime de soutien national qui se concentre sur le stade de la production et est territorialement limité, la Cour est amenée à développer une conception restrictive de la notion d'« origine » telle qu'elle était déjà utilisée dans l'arrêt *PreussenElektra* (1), ainsi qu'une justification de la limitation territoriale d'un mécanisme national à la production d'énergie renouvelable fondée sur des considérations économiques nationales (2).

1) Des mécanismes de soutien nationaux à la production d'électricité renouvelable nécessaires

986. La Cour développe tout d'abord les implications de l'affirmation selon laquelle le considérant 79 de l'arrêt *PreussenElektra*, qui justifie un mécanisme de soutien à la

⁷⁴⁹ Le Baut-Ferrarese (B), « Nouvelle prise de position de la CJUE sur l'euro-compatibilité des mécanismes nationaux de soutien à l'électricité renouvelable », *Environnement*, n° 11, novembre 2014, comm. 75.

⁷⁵⁰ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 78 à 81.

⁷⁵¹ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, points 6 et 7.

production d'énergie renouvelable limitée territorialement par le fait que « *la nature de l'électricité est telle que, une fois admise dans le réseau de transport ou de distribution, il est difficile d'en déterminer l'origine et notamment la source d'énergie à partir de laquelle elle a été produite* », doit s'interpréter en ce sens qu'il exige une certification réelle et non comptable de l'origine renouvelable de l'électricité consommée.

987. L'économie du raisonnement de la Cour montre en effet que cette interprétation est une condition préalable à l'analyse du caractère proportionné d'un mécanisme de soutien à la production territorialement limité⁷⁵². De fait, la nécessité de cette limitation territoriale suppose que la mise en place d'un mécanisme national bénéficiant à la consommation d'électricité renouvelable sans considération du site de production de celle-ci, donc ne portant pas atteinte à la libre circulation des marchandises, ne soit pas envisageable.

988. Ainsi, ce n'est qu'une fois écartée une telle hypothèse que la Cour examine le caractère nécessaire de la limitation territoriale du mécanisme de soutien à la production d'électricité renouvelable.

989. La Cour examine donc d'abord le fait qu'un mécanisme de soutien national ne bénéficie qu'à la production et non la consommation d'électricité d'origine renouvelable. Elle conclut à son caractère non disproportionné en se fondant sur le fait que, le caractère renouvelable de l'électricité n'étant lié qu'à son mode de production, et sa singularisation systématique en tant qu'électricité renouvelable au stade de la consommation étant difficilement praticable, c'est au stade de la production que les objectifs de réduction des émissions de gaz doivent d'abord être poursuivis. Subsidiairement, la Cour note que les objectifs nationaux contraignants qui résultent des termes de la directive 2009/28/CE sont expressément formulés en termes de quotas de production d'électricité renouvelable, et non de consommation.

990. L'importance économique des conséquences de cette interprétation d'un côté, le fait que l'avocat général ne l'envisage pas dans ses conclusions de l'autre, posent la question de savoir si l'interprétation de la Cour se situe de manière évidente et logique dans la continuité de son arrêt *PreussenElektra*, ou si elle a opéré un revirement conceptuel afin de justifier des mécanismes de soutien qui n'auraient pas pu l'être dans le cadre établi par sa jurisprudence antérieure.

991. En effet, les analyses de l'avocat général et de la Cour divergent sur le sens donné au terme « d'origine » utilisée dans l'arrêt *PreussenElektra*. D'un côté, le raisonnement suivi par l'avocat général montre qu'il estime que ce terme s'entend au sens du mécanisme

⁷⁵² CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, points 95 à 97.

des garanties d'origine⁷⁵³, c'est-à-dire d'une origine virtuelle de l'électricité fournie, au moyen d'une équivalence comptable entre une certaine production d'électricité à partir de sources renouvelables et une certaine quantité d'électricité fournie. De l'autre côté, la Cour estime qu'il doit s'entendre au sens de l'origine réelle de l'énergie fournie, par l'identité physique entre celle-ci et l'énergie d'origine renouvelable produite. En conséquence, la seule garantie qu'une part de l'électricité fournie correspond à une certaine quantité d'électricité produite par ailleurs à partir d'une source renouvelable ne suffit pas.

992. Du fait de la brièveté de la formulation utilisée par la Cour dans son arrêt *PreussenElektra*, une telle question est sans doute destinée à rester un champ de discussion sans réponse définitive. Toutefois, il est à souligner que l'analyse faite par l'avocat général est sans doute la plus évidente. En effet, à la suite de son considérant 79, la Cour a, dans l'arrêt *PreussenElektra*, souligné que, « à cet égard », la Commission avait estimé, dans sa proposition de directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, alors en discussion, « que la mise en œuvre, dans chaque Etat membre, d'un système de certificats d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, susceptibles de faire l'objet d'une reconnaissance mutuelle, est indispensable afin de rendre les échanges de ce type d'électricité à la fois fiables et possibles en pratique »⁷⁵⁴. À l'exception de la terminologie utilisée, les « certificats d'origine » du projet de directive proposé par la Commission correspondent aux « garanties d'origine » prévues par le texte final de la directive 2001/77/CE. Cette précision de la Cour implique vraisemblablement qu'elle considérait que la mise en place du mécanisme de certification de l'origine de l'électricité renouvelable serait de nature à lever l'obstacle identifié au considérant précédent et permettrait la détermination de « l'origine » de l'électricité une fois celle-ci admise dans le réseau de transport et de distribution. On ne voit pas en effet quelle serait autrement la raison d'être de cette remarque incidente de la Cour. Il semble donc que la Cour attribue au terme « origine » un sens radicalement différent dans les arrêts *PreussenElektra* et *Alands Vindkraft*, tout en affirmant une stabilité dans sa jurisprudence et en fondant l'argumentation développée dans le second arrêt sur celle développée dans le premier.

2) Une nécessité fondée sur des considérations économiques nationales

993. La Cour développe ensuite les implications de l'impossibilité de recourir au système des garanties d'origine dans le cadre des mécanismes de soutien nationaux, afin d'examiner la nécessité de la limitation territoriale d'un mécanisme national à la production d'énergie renouvelable.

⁷⁵³ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 88.

⁷⁵⁴ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 80.

994. Elle estime également cette caractéristique non disproportionnée en soi, pour deux raisons.

995. La première est que « *les possibilités de développer l'énergie provenant de sources d'énergie renouvelables et les bouquets énergétiques diffèrent d'un Etat membre à l'autre cette limitation territoriale* »⁷⁵⁵.

996. La seconde est que, afin de garantir le bon fonctionnement des régimes de soutien, il est essentiel que les Etats membres « *puissent en contrôler les effets et les coûts en fonction de leur potentiel tout en conservant la confiance des investisseurs* »⁷⁵⁶.

997. Cette analyse s'oppose logiquement à celle développée par l'avocat général Bot. Celui-ci, en raison de même de sa lecture du point 79 de l'arrêt *PreussenElektra*, selon laquelle la seule implication en termes de proportionnalité de la nature fongible de l'électricité est que les mécanismes de soutien territorialement limité sont nécessaires en l'absence d'uniformisation de la certification du caractère renouvelable de la production d'électricité au niveau de l'Union européenne, n'examinait que la nécessité du fait qu'un mécanisme de soutien national ne bénéficie qu'à la production située sur le territoire national.

998. Sur ce point, son raisonnement s'oppose à celui de la Cour sur les deux arguments développés par celle-ci.

999. Il estimait tout d'abord peu convaincant le premier, qui suppose que la répartition de l'effort d'augmentation de la production d'électricité renouvelable entre les Etats membre impliquait dans l'esprit du législateur une limitation territoriale des mécanismes de soutien. En effet, il soulignait à cet égard que, parmi les objectifs de la directive 2009/28/CE, figure le développement des échanges d'énergie renouvelable entre les Etats membres⁷⁵⁷, et que cette directive a prévu la possibilité de mécanismes de coopération entre eux précisément pour permettre aux Etats membres d'atteindre leurs objectifs nationaux⁷⁵⁸. À cet égard, il notait que la Commission avait indiqué elle-même que les mécanismes de coopération avaient pour finalité de « *contribuer à l'élimination des éventuelles distorsions du marché intérieur qui résultent des différentes approches nationales* »⁷⁵⁹.

⁷⁵⁵ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 98.

⁷⁵⁶ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, considérant 25.

⁷⁵⁷ *Ibid.*, considérant 59 et article 16.

⁷⁵⁸ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 101

⁷⁵⁹ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final.

1000. Quant au second argument, qui invoque la nécessité pour garantir le bon fonctionnement des régimes de soutien que les Etats membres puissent en contrôler les effets et les coûts, il l'écartait également, en considérant que le risque de déstabilisation des mécanismes de soutien nationaux par la production certifiée dans les autres Etats membres pourrait être couvert par des mécanismes de régulation internes aux systèmes de soutien⁷⁶⁰.

1001. Cependant, les objections de l'avocat général à ces deux arguments ne se placent pas dans le même cadre de raisonnement que celui de la Cour. En effet, elles supposent que le mécanisme des garanties d'origine permette la participation aux mécanismes de soutien nationaux des autres Etats membres, ce qui est précisément ce que réfute la Cour dans le premier motif qui l'amène à juger que le constat opéré au point 79 de l'arrêt *PreussenElektra* est toujours pertinent.

1002. La possibilité ou l'impossibilité de conférer aux garanties d'origine une fonction de certification dans le fonctionnement des mécanismes de soutien est donc le point central des analyses divergentes de la Cour et de l'avocat général sur ce point, avec d'importantes conséquences.

1003. En effet, si est admis l'usage des garanties d'origine dans le fonctionnement des mécanismes de soutien nationaux, les justifications de la nécessité de leur limitation territoriale n'ont plus de fondement. Dès lors, il faut conclure, comme l'a fait l'avocat général, qu'« *aucun des arguments invoqués ne permet de démontrer que les restrictions territoriales telles que celles en cause au principal sont propres à garantir la réalisation de l'objectif de protection de l'environnement* »⁷⁶¹. Il estimait au contraire que le développement des échanges transfrontaliers d'électricité renouvelable contribuerait à la réalisation de cet objectif en permettant une répartition optimale de la production entre les Etats membres en fonction de leurs potentiels respectifs, ce qui est en outre conforme à l'exigence d'utilisation rationnelle des ressources naturelles prévue par les dispositions du TFUE relatives à la politique de l'environnement⁷⁶².

1004. Les implications de telles conclusions sont importantes, puisque dans ce cas la directive, qui ne « *semble pas pouvoir être interprétée autrement que comme autorisant de telles restrictions* », doit alors être invalidée sur ce point comme contraire au droit primaire de l'Union européenne⁷⁶³.

⁷⁶⁰ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, points 97 et 98.

⁷⁶¹ *Ibid.*, point 108

⁷⁶² Article 191, paragraphe 1, TFUE.

⁷⁶³ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 111.

1005. Si au contraire est prohibé l'usage des garanties d'origine dans le fonctionnement des mécanismes de soutien nationaux, la restriction territoriale de ces mécanismes « *peut en soi être considérée comme étant nécessaire aux fins d'atteindre l'objectif légitime en l'occurrence poursuivi visant à promouvoir une augmentation du recours à l'utilisation des sources d'énergie renouvelables dans la production d'électricité* » et est et donc proportionnée⁷⁶⁴. En conséquence, la directive 2009/28/CE, dont les considérants justifiant la mise en place de mécanismes de soutien nationaux territorialement limités sont d'ailleurs similaires aux arguments pris en compte par la Cour⁷⁶⁵, n'est pas incompatible avec les dispositions du traité relatives à la libre circulation.

1006. Sur le fondement de ces considérations, la Cour admet donc que, en l'état actuel du droit de l'Union, une limitation territoriale du bénéfice d'un mécanisme de soutien à la production d'électricité d'origine renouvelable peut en soi être considérée comme nécessaire aux fins d'atteindre l'objectif protection de l'environnement et des objectifs corrélatifs de protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ainsi que de la préservation des végétaux⁷⁶⁶.

1007. L'argumentation développée par la Cour opère manifestement une importante évolution conceptuelle de la notion « d'origine » de l'énergie et s'oppose nettement aux conclusions de l'avocat général quant à la place donnée aux considérations économiques nationales dans l'examen de la nécessité d'autoriser la limitation territoriale des mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable. Elle révèle ainsi la complexité croissante des rapports entre les règles du marché intérieur et la mise en œuvre des politiques et actions de l'Union, en l'espèce la politique de l'environnement et la politique énergétique⁷⁶⁷.

1008. Au final, l'étude de la jurisprudence de la Cour de justice relative à la compatibilité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable avec l'article 34 TFUE lorsque les Etats membres qui les mettent en place limitent leur bénéfice aux installations situées sur leurs territoires permet de montrer une volonté du juge de ne pas conclure à l'illégalité de la directive 2009/28/CE en tant qu'elle les autorise. Toute l'ambiguïté de certains de ses raisonnements, qui rendent leur lecture très malaisée et parfois incertaine, semble ainsi trouver leur origine dans sa recherche d'une solution juridique de compromis qui lui permette de ne pas aller à l'encontre de la lettre du traité ni de rompre nettement avec sa jurisprudence antérieure. Au contraire, il s'attache à fonder sur une lecture renouvelée de celle-ci une jurisprudence qui renforce la sécurité juridique des mécanismes de soutien nationaux, instruments de la politique de l'Union européenne en matière de

⁷⁶⁴ CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12, point 92.

⁷⁶⁵ *Ibid.*, points 98 et 99.

⁷⁶⁶ *Ibid.*, point 104.

⁷⁶⁷ Rigaux (A) et Simon (D), « Régimes d'aides aux énergies renouvelables », *Europe*, n° 8-9, août 2014, comm. 352.

développement des énergies renouvelables, en évitant que leur compatibilité avec l'article 34 TFUE ne soit remise en cause par l'approfondissement de l'intégration du marché intérieur de l'électricité. Pour autant, cette évolution jurisprudentielle ne porte que sur une part résiduelle des questions qui se posent en matière de compatibilité entre ces mécanismes de soutien et le droit primaire, la majeure partie portant sur leur compatibilité avec le marché intérieur.

Section II : Des mécanismes compatibles avec le droit des aides d'Etat

1009. L'article 107, paragraphe 1, TFUE, dispose que « *sauf dérogations prévues par les traités, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre Etats membres, les aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions* ». Par ailleurs, aux termes du paragraphe 3, c), du même article et de l'article 108 TFUE, la Commission peut, dans le cadre de sa compétence d'examen de la compatibilité des mesures qualifiées d'aides d'Etat, considérer comme compatible avec le marché intérieur « *les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités (...)* », sous réserve qu'elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun. À cette fin, l'article 108, paragraphes 2 et 3, TFUE, impose aux Etats membres de notifier à la Commission les mesures ayant la nature d'aide d'Etat.

1010. Les questions de la qualification des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable de régimes d'aides, et le cas échéant de leur compatibilité avec le marché intérieur, sont donc des enjeux centraux pour l'effectivité de la politique communautaire de soutien à la production d'électricité renouvelable, du fait des risques juridiques qui pèsent sur les aides d'Etat non notifiées ou mises en œuvre en contradiction avec les décisions de la Commission en ce domaine.

1011. Cet enjeu pose tout d'abord la question de l'interprétation des différentes conditions de qualification d'une aide d'Etat et de leur application aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Sur ce point, la jurisprudence semble aujourd'hui stabilisée. Il résulte de la voie adoptée par la Cour, qui a cherché à maintenir la conception restrictive de la notion d'aide d'Etat prévue par les rédacteurs du traité sans porter atteinte pour autant à l'effectivité du contrôle de la Commission sur la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur, une qualification quasi-systématique de ces mécanismes de soutien de régimes d'aides (I).

1012. L'application du droit des aides d'Etat aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a eu pour conséquence de poser avec acuité la question particulière de la qualification du lien qui les unit à leurs modes de financement, du fait du contentieux important lié à la CSPE. En effet, l'illégalité de cette taxe risque, selon la réponse apportée, d'entraîner l'illégalité des mécanismes de soutien mis en place en France. Cependant, sur ce point également la jurisprudence de la Cour semble permettre d'écarter les risques d'incompatibilité de ces mécanismes avec le marché intérieur. (II).

I/ Un droit des aides d'Etat stabilisé

1013. La qualification d'une mesure en tant qu'aide d'Etat au sens de l'article 107 TFUE suppose que quatre conditions soient remplies de manière cumulative. La mesure doit être imputable à l'Etat et financée au moyen de ressources d'Etat, elle doit conférer un avantage sélectif susceptible de favoriser certaines entreprises ou la production de certaines marchandises, elle doit fausser ou menacer de fausser la concurrence, enfin elle doit être susceptible d'affecter les échanges entre Etats membres⁷⁶⁸.

1014. En matière d'aides aux énergies renouvelables, la plupart de ces conditions ne posent pas de difficultés particulières⁷⁶⁹. Ainsi, au sein du premier critère de qualification d'aide d'Etat, l'imputabilité de la mesure à l'Etat ne fait généralement pas de doute, étant donné que les différents mécanismes de soutien sont mis en place par des mesures légales ou réglementaires. Toutes les décisions de la Commission relatives aux mesures notifiées considèrent donc cette condition comme satisfaite sans développer d'argumentation plus importante⁷⁷⁰. De même, la sélectivité est inhérente à ces régimes d'aides, dans la mesure où les arrêtés tarifaires et cahier des charges spécifient strictement les catégories d'installations bénéficiaires⁷⁷¹. Enfin, les deux derniers critères sont considérés comme systématiquement remplis, compte tenu du fait que « *l'électricité fait l'objet d'importants échanges entre Etats membres* ». Dès lors, la Commission considère que tout avantage accordé à un mode donné de production d'électricité est « *susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges commerciaux entre Etats membres* »⁷⁷².

1015. En revanche, la notion d' « *aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat sous quelque forme que ce soit* » a fait l'objet d'importants débats, dans un contexte de multiplication des mécanismes nationaux de soutien à la suite de l'adoption de la directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité. La jurisprudence de la Cour et la doctrine administrative de la Commission se sont donc affinées à mesure que les Etats membres ont adopté des régimes de soutien de plus en plus sophistiqués, de manière à maintenir un contrôle de la compatibilité de l'ensemble de ces dispositifs avec le fonctionnement du marché intérieur⁷⁷³. Au cours de la décennie 2000, la Cour a donc précisé cette notion, d'abord en confirmant une conception restrictive de la notion d'aide d'Etat, fondée sur l'importance de la condition du financement par des

⁷⁶⁸ Grad (L), « Aides d'Etat – Notion », *JCl. Concurrence - Consommation*, fasc. 670

⁷⁶⁹ Pour une étude générale des critères de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, dans le domaine environnemental, voir notamment : Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013.

⁷⁷⁰ Voir par exemple : Décision de la Commission du 5 mai 2017, Aide d'Etat SA.47205 (2016/N), C(2017) 3127, point 47.

⁷⁷¹ *Ibid.*, point 46.

⁷⁷² *Ibid.*, point 48.

⁷⁷³ Douguet (S) et Darcet-Felgen (A), « Les aides à l'électricité d'origine renouvelable : vers un nouveau paradigme ? », *Revue Lamy de la concurrence*, 2014, p. 158-160.

ressources d'Etat (A), puis, dans ce cadre, en développant une conception large de la notion de « ressource d'Etat » (B).

A/ Une conception restrictive de la notion d'aide d'Etat pérenne

1016. La notion d' « *aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat sous quelque forme que ce soit* » a fait l'objet d'importants débats dans les années 1990, centrés sur la question du caractère nécessaire du financement au moyen de ressources d'Etat dans la définition d'une aide d'Etat (1). Cette question a ensuite été tranchée au début des années 2000, dans le sens de la nécessité de la présence de cette condition (2).

1) Le débat relatif au caractère nécessaire du financement au moyen de ressources d'Etat

1017. Le débat relatif à la notion d' « *aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat sous quelque forme que ce soit* » s'est concentré sur la question de savoir si cette phrase impliquait une alternative entre les aides « *accordées par les Etats* » et les aides accordées « *au moyen de ressources d'Etat* », en ce sens qu'il suffise qu'un avantage soit accordé par un Etat, même sans implication de ressources d'Etat, pour être qualifiée d'aide d'Etat, ou si elle devait être comprise comme imposant l'implication de ressources d'Etat⁷⁷⁴.

1018. Alors qu'elle avait initialement affirmé le caractère nécessaire du financement au moyen de ressources d'Etat⁷⁷⁵, la jurisprudence de la Cour a un temps pu laisser penser que l'implication de ressources d'Etat n'était pas une condition de la qualification d'aide⁷⁷⁶. La Cour a notamment indiqué qu'« *ainsi qu'il ressort du libellé même de l'article 92, paragraphe 1, une aide ne doit pas nécessairement être financée par les ressources de l'Etat pour être qualifiée d'aide étatique* »⁷⁷⁷. Cependant, la Cour a, au début des années 1990, opéré un revirement de jurisprudence avec l'arrêt *Sloman Neptun*⁷⁷⁸, par lequel elle a confirmé le caractère cumulatif de l'imputabilité et de l'implication des ressources d'Etat. Malgré

⁷⁷⁴ Conclusions de l'avocat général M. Dámaso Ruiz-Jarabo, présentées le 11 mars 2004, dans l'affaire C-345/02, point 58.

⁷⁷⁵ CJCE, 24 janvier 1978, *Van Tiggele*, 82/77, points 24 et 25.

⁷⁷⁶ Roberti (M), « Le contrôle de la Commission des Communautés européennes sur les aides nationales », *AJDA*, 1993, p. 397.

⁷⁷⁷ CJCE, 30 janvier 1985, *Commission c/ France*, 290/83, point 14.

⁷⁷⁸ CJCE 17 mars 1993, *Sloman Neptun*, n° C-72/91 et C-73/91, point 19.

plusieurs applications au cours des années 1990⁷⁷⁹, cette conception de la première condition posée par l'article 107, paragraphe 1, TFUE a été fortement contestée par la Commission⁷⁸⁰.

1019. L'interprétation extensive de la notion d'aide d'Etat défendue par la Commission, consistant à écarter des éléments constitutifs de la notion d'aide le financement au moyen de ressources d'Etat pour ne retenir, au titre de la première condition posée par l'article 107, paragraphe 1, TFUE, que le fait que la mesure résulte d'une action d'un Etat membre, s'appuyait sur plusieurs arrêts de la Cour et conclusions d'avocats généraux et se fondait sur plusieurs arguments, qui n'étaient pas avoir « *une certaine force* »⁷⁸¹.

1020. En premier lieu, une telle lecture de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, pouvait sembler être celle entendue par les rédacteurs du traité, puisque cet article précise qu'il s'applique aux aides accordées par les Etats membres « *sous quelque forme que ce soit* », ce qui « *suggère une interprétation extensive de la notion d'aide* »⁷⁸².

1021. Ensuite, il a été fait valoir que cette lecture extensive de la notion d'aide d'Etat était également impliquée par l'économie du traité CE, dont l'article 3, g), disposait que l'action de la Communauté comportait, dans les conditions et selon les rythmes prévus par le traité, « *un régime assurant que la concurrence n'est pas faussée dans le marché intérieur* ». Or, une interprétation large de la notion d'aide aurait été nécessaire pour que l'article 92 puisse apporter une contribution significative à la réalisation de cet objectif, compte tenu du fait qu'une mesure étatique octroyant un avantage spécifique à certaines entreprises n'est pas plus ou moins anticoncurrentielle en fonction de l'origine des ressources qui servent à la financer. De même, il était avancé que les ressources d'Etat étant, en fin de compte, également alimentées par des personnes privées au moyen d'impôts, il serait « *formaliste* » de qualifier ou non d'aide d'Etat un avantage attribué à une entreprise et financé par ses concurrents en fonction de la nature et du nombre d'entités intermédiaires⁷⁸³.

1022. Enfin, au-delà de ces arguments tenant à l'intention du législateur et à l'économie du traité, ce débat comportait également une dimension importante liée au rôle de la Commission en tant que garant de l'intégration européenne et à la force des moyens mis à sa disposition. La Commission faisait ainsi valoir le danger de contournement des règles relatives aux aides d'Etat lié à une conception restrictive de la notion d'aide d'Etat. Elle craignait en effet que, si la condition du financement au moyen de ressources d'Etat

⁷⁷⁹ CJCE, du 30 novembre 1993, *Kirsammer-Hack*, C-189/91, point 16 ; CJCE, 7 mai 1998, *Viscido e.a.*, C-52/97 à C-54/97, point 13 ; CJCE, 1^{er} décembre 1998, *Ecotrade*, C-200/97, point 35, CJCE, 17 juin 1999, *Piaggio*, C-295/97, point 35.

⁷⁸⁰ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, points 134 et suivants.

⁷⁸¹ *Ibid.*, point 150.

⁷⁸² *Ibid.*, point 137.

⁷⁸³ *Ibid.*, points 138 et 139, 143 et 144.

constituait un élément nécessaire à la qualification d'aide d'Etat, il ne soit plus simple pour les Etats de mettre en place des systèmes d'aide échappant à sa compétence d'examen de compatibilité. La Commission invitait donc la Cour à faire évoluer sa jurisprudence afin de prendre en compte l'évolution de l'ordre juridique communautaire, dont il résultait que, après la réalisation du marché intérieur, les mesures d'aide appliquées de manière sélective constituaient « *le dernier instrument dont les Etats membres peuvent faire usage afin d'octroyer des avantages en termes de concurrence à leurs entreprises nationales* ». Dans cette perspective, la Cour devrait « *donner plus d'importance à l'objectif des règles sur les aides d'Etat et à leur efficacité globale* » en définissant la notion d'aide d'Etat, pour éviter que cet instrument ne permette aux Etats membres d'échapper au contrôle de compatibilité de la Commission ⁷⁸⁴.

2) Un caractère nécessaire stabilisé

1023. En dépit de ces divers arguments, la jurisprudence *Sloman Neptun* a été définitivement confirmée par la Cour dans l'arrêt *PreussenElektra*, dans lequel elle a rappelé que « *seuls les avantages accordés directement ou indirectement au moyen de ressources d'Etat sont considérés comme des aides d'Etat* »⁷⁸⁵.

1024. À cette fin, elle a, par la même occasion, clarifié le sens de la distinction faite par le traité à l'article 107, paragraphe 1, entre les « aides accordées par les Etats » et les aides accordées « au moyen de ressources d'Etat ». Elle a ainsi indiqué que cette distinction « *ne signifie pas que tous les avantages consentis par un Etat constituent des aides, qu'ils soient ou non financés au moyen de ressources étatiques, mais vise seulement à inclure dans cette notion les avantages qui sont accordés directement par l'Etat ainsi que ceux qui le sont par l'intermédiaire d'un organisme public ou privé, désigné ou institué par cet Etat* »⁷⁸⁶.

1025. La Cour n'a pas indiqué les raisons de ce jugement dans l'arrêt même, se contentant de rappeler sa jurisprudence précédente pour conclure sobrement que « *l'article 92 du traité se suffit à lui-même pour interdire les comportements étatiques qu'il vise* », et que l'article 5 TCE, qui prévoyait que les Etats membres s'abstiennent de toutes mesures susceptibles de mettre en péril la réalisation des buts du traité, « *ne saurait servir à étendre le champ d'application dudit article 92 à des comportements étatiques qui n'en relèvent pas* »⁷⁸⁷.

⁷⁸⁴ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, points 145 et 146.

⁷⁸⁵ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, point 58.

⁷⁸⁶ *Ibid.*, point 58.

⁷⁸⁷ *Ibid.*, point 65.

1026. Toutefois, ses motifs peuvent se trouver développés dans les conclusions de l'avocat général, qui répondent point par point aux arguments développés en faveur d'une conception extensive de la notion d'aide d'Etat⁷⁸⁸.

1027. Premièrement, si l'expression « accordée par les Etats ou au moyen de ressources d'Etat » peut être interprétée de différentes manières, l'interprétation suggérée par la Cour dans sa jurisprudence *Sloman Neptun* « est plus naturelle et occasionne moins de problèmes ». Suivant cette interprétation, les « aides accordées par les Etats » visent les mesures d'aide financées au moyen de fonds publics et octroyées directement par l'Etat, tandis que les « aides accordées au moyen de ressources d'Etat » visent les aides financées au moyen de ressources d'Etat et qui sont octroyées par des entités publiques ou privées, désignées ou instituées par l'Etat. Dans cette optique, la coexistence de deux options dans la définition de l'aide s'explique logiquement par la volonté des rédacteurs du traité d'éviter toute possibilité de contourner les règles relatives aux aides d'Etat au moyen d'un mode d'octroi décentralisé ou privatisé de l'aide. En revanche, il est improbable que la lecture proposée par la Commission, suivant laquelle les « aides accordées au moyen de ressources d'Etat » viseraient les mesures financées au moyen de fonds publics et les « aides accordées par les Etats membres » viseraient toutes les autres mesures, financées autrement que par des ressources d'Etat, corresponde aux intentions des rédacteurs du traité. En effet, cela supposerait que ceux-ci aient placé une notion couvrant une catégorie résiduelle d'affaires avant la notion recouvrant les catégories habituelles d'affaires, ce qui « n'est ni la façon naturelle ni la façon normale de rédiger une loi ». De même, l'avocat général faisait remarquer que si cette interprétation extensive était juste, cela signifierait que la section du traité qui comprend les dispositions relatives à l'interdiction de principe des aides d'Etat et les exceptions admises, qui a pour titre « Aides accordées par les Etats », serait donc intitulée par la dénomination d'une catégorie résiduelle parmi les catégories d'aides qu'elle couvre⁷⁸⁹.

1028. Deuxièmement, l'argument téléologique développé par la Commission posait « un problème fondamental », qui est qu'elle présume ce qu'elle devrait prouver, à savoir que les règles relatives aux aides d'Etat sont destinées à s'appliquer à toutes les mesures étatiques. Or, étant donné les arguments rédactionnels exposés ci-dessus, il est tout aussi possible de partir du postulat que les règles relatives aux aides d'Etat ne visent à protéger la concurrence que des mesures étatiques financées au moyen de fonds publics et non pas de tous les types de mesures étatiques. En outre, si l'article 107, paragraphe 1, couvrirait de manière systématique les mesures d'aide financées à partir de ressources privées, il serait logique que l'article 108 comprenne des dispositions procédurales spécifiques aux entreprises qui doivent financer les aides accordées à d'autres entreprises, ce qui n'est pas le cas alors même que cet article comporte des dispositions spécifiques protégeant les intérêts des entreprises assistées, de leurs

⁷⁸⁸ Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98, points 150 et suiv.

⁷⁸⁹ *Ibid.*, points 151 à 154.

concurrents, des Etats membres dans lesquels ces concurrents sont établis, et de l'Etat membre qui octroie l'aide⁷⁹⁰.

1029. Par ailleurs, l'avocat général soulignait que la solution de la jurisprudence *Sloman Neptun* apporte une plus grande sécurité juridique que l'interprétation extensive proposée par la Commission. En effet, même si, dans le cadre interprétatif défendu par la Commission, l'application du critère de la sélectivité aboutissait à écarter du champ d'application des règles relatives aux aides d'Etat la majeure partie des législations nationales réglementant les relations entre les entreprises, cette conception extensive obligerait les différents acteurs concernés à évaluer de manière systématique si ces normes confèrent un avantage sélectif à certaines entreprises, évaluation dont l'issue est complexe, longue et incertaine. En stricts termes de sécurité juridique, il est donc préférable que la législation réglementant la relation entre des opérateurs privés soit en principe exclue du champ d'application des règles relatives aux aides d'Etat⁷⁹¹.

1030. Enfin, relativement aux enjeux de contrôle effectif des mesures étatiques soulevés par la Commission, l'avocat général estimait que le risque d'adoption à grande échelle de mesures de soutien en faveur d'entreprises nationales financées au moyen de ressources privées, dont les effets anticoncurrentiels seraient similaires à ceux des aides d'Etat, est en pratique limité. En effet, le contrôle des aides d'Etat n'est pas le seul mécanisme à la disposition des entreprises tenues de financer de telles mesures. Celles-ci disposent en général, tant au niveau national et que de l'Union, de capacités d'action juridiques et politiques indépendamment de cette procédure⁷⁹².

B/ Un contrôle effectif de la Commission maintenu

1031. La notion de « ressources d'Etat » une fois confirmée comme condition de la qualification d'aide d'Etat, le débat a porté sur les conditions de qualification de « ressources d'Etat ». En effet, selon les termes de l'avocat général M. Dámaso Ruiz-Jarabo, l'arrêt *PreussenElektra* et la jurisprudence antérieure « suggèrent que l'élément décisif pour délimiter la notion d'aide est la qualification des fonds »⁷⁹³. La Cour, par sa jurisprudence *Essent Netwerk* du 17 juillet 2008, a établi un point d'équilibre entre la rigueur de l'analyse juridique des termes de l'article 107, paragraphe 1, TFUE et la prise en compte des objectifs du traité en termes d'intégration du marché (1), qui amène à qualifier d'aides d'Etat les

⁷⁹⁰ *Ibid.*, points 155 et 156.

⁷⁹¹ *Ibid.*, point 157.

⁷⁹² *Ibid.*, point 158.

⁷⁹³ Conclusions de l'avocat général M. Dámaso Ruiz-Jarabo, présentées le 11 mars 2004, dans l'affaire C-345/02, point 66.

mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable français, en raison de leur mode de financement (2).

1) Une lecture équilibrée de la lettre et des objectifs du traité

a) Les implications de l'arrêt *Essent Netwerk*

1032. La jurisprudence de la Cour avait déjà établi que la notion de ressources d'Etat « englobe tous les moyens pécuniaires que le secteur public peut effectivement utiliser pour soutenir des entreprises, sans qu'il soit pertinent que ces moyens appartiennent ou non de manière permanente au patrimoine dudit secteur », pourvu qu'elles « restent constamment sous contrôle public, et donc à la disposition des autorités nationales compétentes »⁷⁹⁴.

1033. La Cour ayant jugé dans son arrêt *PreussenElektra* que l'obligation d'achat d'électricité à un prix supérieur à celui du marché pesant sur des entreprises privées au bénéfice d'autres entreprises privées ne constitue pas un transfert direct ou indirect de ressources d'Etat⁷⁹⁵, s'est posée la question de savoir quelle était la portée exacte de cette jurisprudence. Plus précisément, la jurisprudence antérieure avait établi que des fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'Etat, gérés et répartis conformément à cette législation, même administrés par des institutions distinctes de l'autorité publique, sont à considérer comme des ressources d'Etat⁷⁹⁶. Il s'agissait donc de savoir si l'arrêt *PreussenElektra* s'étendait ou non à cette situation, c'est-à-dire si cette jurisprudence antérieure avait été implicitement écartée dans les cas où le rôle de l'intermédiaire concerne uniquement la perception de la contribution ou reste limité à un contrôle purement comptable des fonds récoltés, sans exercice d'une quelconque marge d'appréciation dans l'utilisation et dans l'affectation des fonds. En effet, comme le reconnaissait l'avocat général Mengozzi dans ses conclusions de l'affaire *Essent Netwerk*, « objectivement, cette situation est difficile à distinguer, du point de vue économique, de celle dans laquelle les sommes destinées au financement de la mesure de soutien sont transférées directement par les sujets redevables de l'obligation de contribution aux entreprises bénéficiaires de la mesure »⁷⁹⁷.

1034. Dans un arrêt *Essent Netwerk* du 17 juillet 2008, la Cour a rejeté la seconde hypothèse, en confirmant sa jurisprudence antérieure résultant de l'arrêt *Italie c/ Commission*

⁷⁹⁴ CJCE, 16 mai 2000, *Ladbroke Racing et Commission*, C-83/98 P, point 50.

⁷⁹⁵ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, point 60.

⁷⁹⁶ CJCE, 2 juillet 1974, *Italie c/ Commission*, 173/73, point 35.

⁷⁹⁷ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06, point 108.

du 2 juillet 1974, et a précisé les contours de la notion de « ressources d'Etat » en soulignant les conditions liées à l'origine des ressources et à la gestion de celles-ci.

Dans cette affaire était en cause une loi néerlandaise instituant un supplément de prix perçu sur l'électricité transportée, payé par les acheteurs d'électricité au gestionnaire de réseau. Ce dernier devait en reverser une partie à une société, filiale des entreprises nationales de production d'électricité, pour financer les « coûts non conformes au marché » résultant d'investissements réalisés antérieurement à la libéralisation pour des motifs de sécurité d'approvisionnement, de fourniture et d'utilisation durable des sources d'énergie.

1035. Relativement à la question de l'origine des ressources, la Cour a jugé qu'un tel supplément de prix constituait « *une charge unilatéralement imposée* » par la loi, qui dès lors avait la nature d'une taxe⁷⁹⁸, cette qualification ayant pour corollaire que les montants ainsi perçus ont pour origine une ressource d'Etat⁷⁹⁹.

1036. Relativement à la question de la gestion de ces ressources, afin de qualifier la gestion des fonds avant leur versement à la société bénéficiaire, la Cour a noté d'une part que le capital du gestionnaire de réseau était indirectement détenu à 100 % par des personnes publiques, à savoir des provinces et des communes des Pays-Bas. Elle a souligné, d'autre part, qu'il résultait des dispositions de la loi que cette société ne disposait d'aucune possibilité d'utiliser le produit de la taxe pour des affectations autres que celles prévues par la loi et qu'elle était en outre strictement contrôlée dans sa tâche, la loi lui imposant de faire certifier par un comptable le décompte des sommes perçues et transférées⁸⁰⁰.

1037. S'appuyant sur l'ensemble de ces circonstances, la Cour a conclu que les montants versés à la société bénéficiaire constituaient une intervention de l'Etat au moyen de ressources d'Etat⁸⁰¹.

1038. La Cour a peu développé les implications de son jugement. En revanche, une interprétation peut être proposée à partir des conclusions de l'avocat général Mengozzi, qui a proposé un cadre d'analyse cohérent permettant de cerner la portée de la jurisprudence *PreussenElektra* et d'écarter l'hypothèse selon laquelle la Cour aurait opéré un revirement de jurisprudence⁸⁰².

1039. Concernant la question de la portée de l'arrêt *PreussenElektra*, il estimait que la solution donnée par la Cour dans cette jurisprudence ne concernerait tout d'abord pas « *le cas dans lequel l'aide est financée moyennant l'imposition de charges à des entreprises* ».

⁷⁹⁸ CJCE, 17 juillet 2008, *Essent Netwerk*, C-206/06, points 45 et 47.

⁷⁹⁹ *Ibid.*, point 66.

⁸⁰⁰ *Ibid.*, points 67 à 69.

⁸⁰¹ *Ibid.*, point 75.

⁸⁰² Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, affaire C-206/06, point 108.

publiques ou par le biais de fonds à disposition de telles entreprises ». Il a notamment pris en considération le fait que la nature privée des sujets redevables des charges imposées par la loi a été déterminante dans le jugement de la Cour, laquelle a pris soin de souligner cette circonstance dans sa reformulation de la question préjudicielle qui lui était posée. En outre, cette lecture est cohérente avec jurisprudence de la Cour selon laquelle une semblable mesure de soutien pourrait être qualifiée d'aide d'Etat. En effet, si la nature publique d'un organisme n'entraîne pas systématiquement la qualification des ressources à sa disposition de « ressources d'Etat »⁸⁰³, dans le cas où l'aide est financée moyennant l'imposition de charges à des entreprises publiques ou par le biais de fonds à disposition de telles entreprises, la jurisprudence de la Cour considère que ces fonds doivent être considérés comme des ressources d'Etat lorsque l'Etat est « *en mesure, par l'exercice de son influence dominante sur de telles entreprises, d'orienter l'utilisation de leurs ressources pour financer, le cas échéant, des avantages spécifiques en faveur d'autres entreprises* »⁸⁰⁴.

1040. La solution de l'arrêt *PreussenElektra* ne concernerait ensuite pas non plus « *le cas dans lequel les ressources destinées au financement de la mesure d'aide, obtenues grâce aux charges imposées à des sujets privés (par exemple, des contributions parafiscales), transitent par des entreprises ou des organismes intervenant en qualité d'intermédiaires avant d'être attribuées aux bénéficiaires* ». Il a notamment pris en considération le fait que, dans l'affaire en cause, le mécanisme d'aide ne prévoyait pas d'intermédiaires entre les entreprises supportant cette charge et l'entreprise bénéficiaire⁸⁰⁵. Là également, cette lecture est cohérente avec jurisprudence de la Cour selon laquelle une semblable mesure de soutien pourrait être qualifiée d'aide d'Etat. En effet, dans le cas où les ressources destinées au financement de la mesure d'aide, obtenues grâce aux charges imposées à des personnes privées, transitent par des entreprises ou des organismes intervenant en qualité d'intermédiaires avant d'être attribuées aux bénéficiaires, il résulte d'une jurisprudence constante que les fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'Etat, gérés et répartis conformément à cette législation sont à considérer comme des ressources d'Etat, même s'ils sont administrés par des institutions distinctes de l'autorité publique⁸⁰⁶.

1041. La portée de l'arrêt *PreussenElektra* serait donc limitée « *au cas où une aide accordée par les pouvoirs publics à des entreprises déterminées est exclusivement financée par l'intermédiaire de l'imposition de charges pesant sur des opérateurs privés et est versée aux bénéficiaires directement par ces opérateurs* ».

⁸⁰³ CJCE, 15 juillet 2004, *Pearle BV*, C-345/02, points 36 et 37 ; CJCE, 17 mars 1993, *Sloman Neptun*, C-72/91 et C-73/91, points 20 et 21.

⁸⁰⁴ CJCE, 16 mai 2002, *Stardust*, C-482/99, point 38.

⁸⁰⁵ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06, points 100 et 101.

⁸⁰⁶ CJCE, 2 juillet 1974, *Italie c/ Commission*, 173/73, point 35.

1042. Suivant l’avocat général Mengozzi, cette portée limitée de la jurisprudence *PreussenElektra* implique que l’intervention d’un intermédiaire désigné par l’Etat, fût-il simplement chargé de la perception ou d’un contrôle purement comptable, est « *susceptible d’interrompre le flux direct des fonds de la sphère des sujets passifs à celle des bénéficiaires* » et permet « *d’identifier un moment où ces fonds sont, au moins de manière indirecte, sous le contrôle de l’Etat, même si leur affectation n’est pas libre, prenant ainsi le caractère de ressources publiques* ». Cette situation serait caractérisée dans au moins deux situations, d’une part celle existant « *lorsque l’intermédiaire est public* » et d’autre part celle existant « *lorsque les contributions obligatoires prélevées sur des entreprises ou des particuliers sont versées à un fonds, public ou privé, instauré ou conçu par l’Etat dans le but de distribuer l’aide conformément à la loi, indépendamment du degré d’autonomie de ce fonds dans la gestion et la répartition des sommes perçues* »⁸⁰⁷.

b) Le débat quant à la place de l’arrêt *Essent Netwerk* au regard de l’intégration du marché intérieur

1043. Deux lectures parallèles ont été données du rapport entre les arrêts *PreussenElektra* et *Essent Netwerk*.

1044. Suivant une première lecture, les solutions retenues par la Cour dans les deux arrêts ne s’inscriraient pas dans des perspectives différentes, en d’autres termes la Cour ne serait pas venue avec l’arrêt *Essent Netwerk* corriger une orientation prise avec l’arrêt *PreussenElektra*. Au contraire les deux arrêts pourraient « *être considérés comme des applications, à des situations différentes, de l’arrêt de principe *Steinike** »⁸⁰⁸, qui indique que « *l’interdiction de l’article 92, paragraphe 1, englobe l’ensemble des aides accordées par les Etats ou au moyen de ressources d’Etat, sans qu’il y ait lieu de distinguer entre le cas où l’aide est accordée directement par l’Etat ou par des organismes publics ou privés qu’il institue ou désigne en vue de gérer l’aide* »⁸⁰⁹. Dans cette lecture, l’arrêt *Essent Netwerk* confirme l’interprétation donnée dans l’arrêt *PreussenElektra* tout en précisant l’importance de l’origine des ressources. À l’appui de cette lecture, il est à noter que la Cour de justice a, pour qualifier la mesure en cause d’aide d’Etat, expressément souligné le fait que « *la mesure en cause est différente de celle visée dans l’arrêt du 13 mars 2001, *PreussenElektra** ». En effet, dans le cas de l’affaire *Essent Netwerk* l’affectation du produit du prélèvement avait été décidée par le législateur, tandis que, dans le cas de l’arrêt *PreussenElektra*, « *les entreprises*

⁸⁰⁷ Conclusions de l’avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l’affaire C-206/06, point 109.

⁸⁰⁸ Boiteau (C), « Soutien aux énergies renouvelables et aide d’Etat », *AJDA*, 2014, p. 926.

⁸⁰⁹ CJCE, 22 mars 1977, *Steinike & Weinlig*, 78/76, point 21.

n'étaient pas mandatées par l'Etat pour gérer une ressource d'Etat, mais étaient tenues d'une obligation d'achat au moyen de leurs ressources financières propres »⁸¹⁰.

1045. Suivant une autre lecture, la solution *Essent Netwerk*, en impliquant que l'intervention d'un intermédiaire désigné par l'Etat, fût-il simplement chargé de la perception ou d'un contrôle purement comptable, suffit à conférer à des fonds transférés entre personnes privées le caractère de ressources publiques, vient cantonner la portée de l'arrêt *PreussenElektra* aux circonstances de son arrêt. Dans cette perspective, la Cour aurait avec cet arrêt mis un terme à une orientation prise avec l'arrêt *PreussenElektra*, pour adopter une conception élargie de la notion d'aide d'Etat. À l'appui de cette seconde lecture, il est à noter qu'elle est conforme aux motivations des conclusions de l'avocat général Mengozzi. Celui-ci préconisait ainsi de « *ne pas étendre la solution retenue par la Cour dans son arrêt PreussenElektra au-delà des circonstances factuelles spécifiques qui en ont justifié l'adoption* » afin de ne pas soustraire au contrôle de la Commission des mesures étatiques « *de nature à avoir une incidence même sensible sur les résultats des processus de libéralisation en cours* ». En effet, les coûts échoués générés par la libéralisation sont particulièrement significatifs dans la phase de dérégulation du marché de l'électricité, et les mesures nationales de soutien aux entreprises touchées par ces coûts sont souvent conçues de manière à répercuter sur les consommateurs finaux le poids économique de la réintégration des coûts en question. Or, les pouvoirs de contrôle de la Commission sur ces mesures seraient « *notablement réduits par une application rigide de la condition relative au financement moyennant des ressources étatiques* ». Ainsi, selon lui, « *c'est principalement pour cette raison qu'il n'y a pas lieu (...) d'étendre la solution retenue par la Cour dans son arrêt PreussenElektra au-delà des circonstances factuelles spécifiques qui en ont justifié l'adoption* »⁸¹¹.

1046. Bien qu'elles paraissent à première vue antagonistes, puisque la première affirme une continuité et la seconde une rupture, ces deux lectures ne sont cependant pas incompatibles entre elles. La première se situe sur un plan de stricte analyse juridique, laquelle ne prend en compte que la cohérence interne des arguments de droit. Le point central de cette lecture, à savoir l'importance de l'origine des ressources, permet en effet d'intégrer les deux solutions de manière cohérente dans un même cadre de qualification des mesures notifiées. En revanche, il ne permet pas de déduction quant aux éventuelles motivations extra-juridiques de la Cour. La seconde lecture se situe sur un plan de politique jurisprudentielle, qui prend en compte tant des arguments de cohérence interne du droit que les motifs externes qui peuvent déterminer la Cour à trancher dans un sens ou dans un autre. Le point central de cette lecture, l'hypothèse que l'arrêt *Essent Netwerk* pose comme principe que toute intervention d'un intermédiaire désigné par l'Etat suffit à conférer à des fonds transférés entre

⁸¹⁰ CJCE, 17 juillet 2008, *Essent Netwerk*, C-206/06, points 74.

⁸¹¹ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06, points 97 et 98.

personnes privées le caractère de ressources publiques, permet de garantir que la majeure partie des mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres soient contrôlés par la Commission. Il apporte ainsi un éclairage possible des motivations extra-juridiques de la Cour, sans pour autant avoir d'implication quant à l'existence ou l'absence de contradictions entre les raisonnements juridiques qui ont mené aux solutions des arrêts *PreussenElektra* et *Essent Netwerk*. Ces deux lectures se situant ainsi sur des plans d'analyse différents, elles semblent, au vu des éléments qui viennent les étayer, également vraisemblables.

1047. L'arrêt *Essent Netwerk* marque ainsi un point d'équilibre entre la rigueur de l'analyse juridique des termes de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, et la prise en compte des objectifs du traité en termes d'intégration du marché, qui impliquent que la Commission conserve un contrôle effectif sur les mesures de soutien mises en place par les Etats membres. Ainsi, si ces motifs n'ont pu amener la Cour à exclure l'implication des ressources d'Etat des conditions nécessaires à la qualification d'une mesure d'aide d'Etat, exclusion manifestement contraire à la lettre et à l'économie du traité, ils semblent en revanche décisifs dans sa décision d'adopter une conception extensive de la notion de ressources d'Etat, en vue précisément d'assurer une conformité entre l'interprétation du traité et ses objectifs.

2) L'application de la jurisprudence *Essent Netwerk* aux mécanismes de soutien français aux énergies renouvelables

1048. Dans une décision du 21 mai 2003⁸¹², le Conseil d'Etat, appliquant la jurisprudence *PreussenElektra*, avait jugé que « *la charge financière de l'obligation d'achat dont bénéficient les installations utilisant l'énergie mécanique du vent [étant] (...) répartie entre un certain nombre d'entreprises, sans que des ressources publiques contribuent, directement ou indirectement, au financement de l'aide* », le mécanisme d'obligation d'achat mis en place en application de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ne pouvait être qualifié d'aide d'Etat. En effet, l'article 10 de cette loi imposait à EDF et aux distributeurs non nationalisés d'acheter l'électricité des installations bénéficiant de ce mécanisme de soutien à un prix supérieur au prix de marché, et son article 5 prévoyait que ce surcoût soit intégralement compensé par un « fonds du service public de l'électricité » alimenté directement par des contributions dues par les producteurs, fournisseurs et distributeurs. Le Conseil d'Etat avait donc estimé que « *l'obligation, faite à des entreprises privées d'approvisionnement en électricité, d'acheter à des prix minimaux fixés l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables n'entraîne aucun transfert direct ou indirect de ressources d'Etat aux entreprises productrices de ce type d'électricité* »⁸¹³.

⁸¹² Conseil d'Etat, 21 mai 2003, *UNIDEN*, n° 237466.

⁸¹³ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 59 et 66.

1049. Cependant, 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, par son article 37, a modifié de façon importante le mode de financement du mécanisme de soutien à la production d'électricité renouvelable, en finançant cette compensation intégrale « *par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité installés sur le territoire national* », dont le montant est calculé au prorata de la quantité d'électricité consommée et est arrêté par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie.

1050. La Cour a indiqué dans l'arrêt *Essent Netwerk* du 17 juillet 2008 que la jurisprudence *PreussenElektra* ne s'appliquait pas au cas d'une entreprise percevant un financement ayant pour origine un supplément de prix imposé par l'Etat aux acheteurs d'électricité et restant jusqu'au versement à cette entreprise sous contrôle public⁸¹⁴. Le Conseil d'Etat a donc estimé dans son arrêt *Vent de Colère !* du 15 mai 2012 que, compte tenu des évolutions législatives portant sur le financement de ce mécanisme de soutien, la question de savoir si celui-ci devait être qualifié d'intervention de l'Etat ou au moyen de ressources d'Etat présentait « une difficulté sérieuse », en raison de quoi il a sursis à statuer pour saisir la Cour de justice en application de l'article 267 TFUE⁸¹⁵.

1051. Selon une jurisprudence constante, il n'est pas nécessaire que des fonds soient de façon permanente en possession du Trésor public pour être qualifiés de ressources d'Etat, pourvu « *qu'elles restent constamment sous contrôle public, et donc à la disposition des autorités nationales compétentes* »⁸¹⁶. La Cour a conclu qu'en l'espèce le mode de financement conférait à la compensation perçue par les acheteurs obligés la nature d'une intervention au moyen de ressources d'Etat, au motif que leur prélèvement était imposé par la législation, qu'elle était gérée et répartie conformément à cette législation, et qu'elle restait sous contrôle public du fait de leur gestion par la Caisse des dépôts et consignations.

1052. Premièrement, la Cour a rappelé que « *des fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'Etat membre, gérés et répartis conformément à cette législation peuvent être considérés comme des ressources d'Etat au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, même s'ils sont gérés par des entités distinctes de l'autorité publique* »⁸¹⁷. À cet égard, la Cour a jugé déterminant le fait que le montant de la CSPE soit fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la CRE. À l'appui de ce motif, le fait que la loi prévoit une sanction administrative en cas de non-paiement de cette contribution par le consommateur implique le caractère obligatoire de la contribution. En outre, il résulte de ses dispositions que la loi fait de l'Etat le garant de la couverture intégrale des surcoûts, que le

⁸¹⁴ CJCE, 17 juillet 2008, *Essent Netwerk*, C-206/06, points 66, 70, 74 et 75.

⁸¹⁵ CE, 15 mai 2012, *Association Vent de Colère ! Fédération Nationale et autres*, n° 324852.

⁸¹⁶ CJUE, 19 décembre 2013, *Vent de colère !*, C-262/12, point 21.

⁸¹⁷ *Ibid.*, point 25.

montant des contributions collectées soit inférieur aux charges constatées ou que les sommes dues ne soient pas recouvrées au cours de l'année⁸¹⁸.

1053. Deuxièmement, la Cour a estimé que, du fait de leur gestion par la Caisse des dépôts et consignations, ces fonds devaient « être considérés comme demeurant sous contrôle public »⁸¹⁹.

1054. Le fait que la Cour ait eu recours à ces deux ensembles d'arguments à la manière d'un « faisceau d'indices » a pu laisser exister un doute sur le caractère nécessaire ou suffisant chacun d'entre eux. Il est en effet étonnant que la Cour ait listé ces cinq circonstances pour conclure que l'existence d'une intervention au moyen de ressources d'Etat ne pouvait être exclue, là où, à la suite de la jurisprudence *Essent Netwerk*, il semblait possible de l'impliquer du contrôle public résultant de leur gestion par la Caisse des dépôts et consignations⁸²⁰.

1055. En tout état de cause, la Cour ayant conclu que le financement des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables devait être qualifié de ressources d'Etat, le Conseil d'Etat a, dans un arrêt du 28 mai 2014, qualifié d'aide d'Etat le régime de soutien à la production d'électricité éolienne institué par les arrêtés du 17 novembre et du 23 décembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent. Tirant les conséquences de cette qualification, il a annulé ces deux arrêtés sur le motif de leur absence de notification à la Commission européenne⁸²¹.

1056. La qualification d'aide d'Etat de ce régime d'aide, et l'annulation subséquente des arrêtés l'instituant, a eu d'importantes conséquences économiques⁸²².

1057. En effet, le droit de l'Union européenne prévoit que l'illégalité d'une aide d'Etat entraîne en principe pour l'Etat l'ayant octroyée l'obligation de récupérer l'intégralité du montant de l'aide ainsi que les intérêts des sommes en cause⁸²³. Cette obligation n'a pas la nature d'une sanction⁸²⁴, mais vise à rétablir la situation économique telle qu'elle existait

⁸¹⁸ *Ibid.*, points 23, 24 et 26.

⁸¹⁹ *Ibid.*, point 33.

⁸²⁰ Hauteclouque (A. de), « Le mécanisme de soutien public à l'énergie éolienne en France constitue-t-il une aide d'Etat ? », *R.A.E. – L.E.A.* 2013/4, p. 855.

⁸²¹ CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 324852.

⁸²² Fitzjean O Cobhthaigh (A), « Affaire Vent de colère ! : épilogue ? », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 11, novembre 2016, comm. 73 ; Arnaud Sée (A), « L'exécution de l'obligation de récupération des aides illégales ou de leurs intérêts », *Droit Administratif*, n° 10, octobre 2016, comm. 54.

⁸²³ Règlement (UE) n° 2015/1589 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, article 16.

⁸²⁴ CJCE, 17 juin 1999, *Belgique c/ Commission*, C-75/97, point 65.

préalablement au versement de cette aide⁸²⁵. En outre, il résulte de la jurisprudence de la Cour qu'il appartient à l'Etat concerné de prendre les mesures nécessaires pour parvenir à une récupération effective⁸²⁶ et immédiate⁸²⁷. Cette obligation a été rappelée et précisée par la Cour de justice dans un arrêt du 3 mars 2018⁸²⁸. Il résulte de cette jurisprudence que l'article 108, paragraphe 3, TFUE impose à l'autorité nationale de récupérer de sa propre initiative une aide qu'elle a octroyée lorsqu'elle constate son illégalité. En outre, la Cour précise expressément que le bénéficiaire ne peut se prévaloir d'une confiance légitime dans la régularité d'une aide octroyée par une autorité nationale.

1058. Toutefois, lorsque l'illégalité d'une aide découle du défaut de notification, mais que ladite aide a été ultérieurement déclarée compatible par la Commission, cette illégalité n'entraîne pas l'obligation de la récupération du montant de l'aide, mais uniquement de l'équivalent des intérêts dont les bénéficiaires auraient dû acquitter s'ils avaient emprunté sur le marché bancaire un montant équivalent. Ces intérêts sont calculés entre le début du versement de l'aide et la déclaration de compatibilité par la Commission⁸²⁹.

1059. Saisi d'une demande d'aide à l'exécution de la décision du 28 mai 2014, le Conseil d'Etat a, par un arrêt du 15 avril 2016, imposé à l'Etat de prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer le paiement, par chaque bénéficiaire de l'aide, des intérêts, calculés sur la période allant du 17 novembre 2008 jusqu'au 27 mars 2014, date de la décision de compatibilité de ce régime d'aide. Le Conseil d'Etat a en outre imposé une astreinte à l'encontre de l'Etat fixée à 10 000 euros par jour de retard à compter de l'expiration d'un délai de six mois⁸³⁰.

1060. Il est à noter cependant qu'en pratique l'ensemble des régimes d'aides illégaux en raison de leur absence de notification n'entraîne pas de telles conséquences, faute de saisine du juge tendant à leurs annulations ou des délais de prescription. En revanche, l'illégalité d'une aide d'Etat entraîne la non-réparabilité du préjudice subi du fait de la perte de l'avantage qu'aurait été son bénéficiaire. La Cour d'appel de Versailles a ainsi conclu en ce sens dans un arrêt du 3 juillet 2018⁸³¹, après avoir constaté l'illégalité de deux arrêtés tarifaires photovoltaïques pour absence de notification préalable.

Dans cette affaire était demandée réparation à EDF du préjudice subi par la perte du bénéfice de l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006⁸³² en raison du dépassement du délai de raccordement.

⁸²⁵ CJCE, 14 septembre 1994, *Espagne c/ Commission*, C-278/92, point 75.

⁸²⁶ CJUE, 5 juin 2014, *Commission c/ Italie*, C-547/11.

⁸²⁷ CJUE, 17 oct. 2013, *Commission c/ Italie*, C-344/12.

⁸²⁸ CJUE, 3 mars 2018, *Ettevõtluise Arendamise Sihtasutus*, C-349/17.

⁸²⁹ CE, 19 décembre 2008, *CELF*, n° 274923.

⁸³⁰ CE, 15 avril 2016, *Vent de colère*, n° 393721, point 7.

⁸³¹ CA Versailles, 3 juillet 2018, n° 17/03977.

⁸³² Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

En effet, ce retard avait entraîné l'application à une installation photovoltaïque de l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010⁸³³, moins favorable. Le défendeur ayant soulevé le moyen de l'illégalité de l'arrêté du 10 juillet 2006, au motif de son absence de notification à la Commission au titre du droit des aides d'Etat, la Cour d'appel de Versailles a saisi d'un renvoi préjudiciel la Cour de justice de l'Union européenne. Celle-ci s'est limitée à rappeler, à la suite de son arrêt *Vent de Colère !* du 19 décembre 2013, qu'un mécanisme d'obligation d'achat de l'électricité « à un prix supérieur à celui du marché et dont le financement est supporté par les consommateurs finals d'électricité doit être considéré comme une intervention de l'Etat ou au moyen de ressources d'Etat »⁸³⁴. Sur ce fondement, la Cour d'appel de Versailles, après avoir constaté les autres conditions de qualification remplies, a conclu à la nature d'aides d'Etat des arrêtés tarifaires en cause. En conséquence, elle a jugé la perte subie par le plaignant comme étant « la perte d'un avantage résultant d'une aide illégale », et le préjudice subi à ce titre non réparable.

II/ Des risques liés aux modes de financement limités

1061. La question de la compatibilité des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables au regard des dispositions du traité relatives aux aides d'Etat ne se limite pas aux caractéristiques propres des régimes d'aides. L'examen de la compatibilité d'une mesure qualifiée d'aide d'Etat doit également prendre en compte la légalité de son mode de financement, lorsque ces deux éléments sont unis par un « lien d'affectation contraignant ». En sens inverse, dans une telle situation, l'illégalité d'une aide d'Etat est susceptible d'affecter la légalité de la taxe ayant pour finalité de la financer. La nature du lien existant entre une aide d'Etat et son mode de financement emporte donc d'importantes conséquences (A). La question de l'existence d'un tel « lien d'affectation contraignant » entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a donné lieu à un important débat doctrinal, qui laisse subsister un certain nombre d'incertitudes (B).

A/ Un lien entre l'aide d'Etat et son mode de financement aux conséquences importantes

1062. Le mode de financement d'une aide d'Etat peut, sous certaines conditions, faire partie intégrante de l'aide elle-même, avec pour conséquence de devoir être intégrée dans l'examen de la compatibilité de cette dernière avec le marché intérieur. Suivant la jurisprudence de la Cour, stabilisée depuis l'arrêt *Régie Networks* du 22 décembre 2008, «

⁸³³ Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

⁸³⁴ Ordonnance de la CJUE, 15 mars 2017, *Enedis SA c/ Axa Corporate Solutions SA et Ombrière Le Bosc SAS*, C-515/16, point 20.

pour qu'une taxe puisse être considérée comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, il doit exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide concernées en vertu de la réglementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide et influence directement l'importance de celle-ci et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun »⁸³⁵. Cette formulation résulte d'une stabilisation récente de la jurisprudence de la Cour, longtemps restée incertaine (1). La Cour a en effet progressivement fixé le contenu des deux conditions matérielles conditionnant l'existence d'un lien d'affectation contraignant qui ressortent de cette définition, à savoir l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide et l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide (2).

1) Une définition du lien d'affectation contraignant longtemps incertaine

a) Une évolution jurisprudentielle complexe

1063. Les deux conditions définies par l'arrêt *Régie Networks* sont le résultat d'une élaboration jurisprudentielle progressive. La Cour a précisé les conditions d'établissement d'un lien d'affectation contraignant de manière à ce que seule soit considérée comme indissociable de l'aide une disposition de financement qui constitue effectivement l'un de ses éléments propres, en ce sens qu'elle lui est pleinement intégrée⁸³⁶. Dans ce cadre, le contenu de ces deux conditions a fait l'objet d'un important contentieux et d'un long débat doctrinal.

1064. Ces deux éléments ont été distingués relativement tôt par l'avocat général Geelhoed dans ses conclusions rendues dans l'affaire *Streekgewest*. En se fondant sur l'analyse de la jurisprudence existante, il distinguait en effet quatre « indices » permettant d'établir l'existence d'un « lien direct et indissoluble » entre une taxe et l'aide financée par elle, dont le fait que l'aide soit uniquement financée par la taxe en cause et le fait que cette taxe soit uniquement affectée à l'aide concernée⁸³⁷. Parallèlement, il estimait que le fait que l'aide ne soit financée qu'en partie par la taxe ou que le produit de la taxe soit affecté à plus de finalités que la seule aide en cause rendait l'existence d'un tel lien « beaucoup moins évident »⁸³⁸.

⁸³⁵ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 99.

⁸³⁶ Sibilli (B), « Aides d'Etat et contribution au service public de l'électricité : obligation de restitution de la contribution non sérieusement contestable (non) », *Droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 451.

⁸³⁷ Conclusions de l'avocat général M. Geelhoed, présentées le 4 mars 2004, dans les affaires C-174/02 et C-175/02, point 32.

⁸³⁸ *Ibid.*, point 37.

1065. En revanche, la jurisprudence a connu certaines hésitations et ambiguïtés avant d'établir clairement le caractère nécessaire de ces deux conditions.

1066. Dans un premier temps, la Cour s'est limitée à affirmer que « *l'examen d'une mesure d'aide par la Commission doit nécessairement prendre aussi en considération le mode de financement de l'aide dans le cas où ce dernier fait partie intégrante de la mesure* »⁸³⁹, principe rappelé dans un arrêt *Enirisorse*⁸⁴⁰, sans préciser les conditions matérielles permettant de caractériser un tel lien.

1067. Dans l'arrêt *Streekgewest*, rendu suite aux conclusions de l'avocat général Geelhoed précitées, la Cour s'est limitée à indiquer que, pour considérer une taxe comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, « *il doit nécessairement exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide en vertu de la réglementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide* »⁸⁴¹, sans faire mention d'une condition d'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide.

1068. Le caractère substantiel de cette seconde condition matérielle a pu faire l'objet d'un certain débat. Elle est apparue en effet relativement tardivement, dans l'arrêt du 15 juin 2006 *Air Liquide Industries Belgium*⁸⁴², avant d'être reprise par la Cour dans l'arrêt *Régie Networks*, les jurisprudences précédentes comportant une formulation plus ambiguë.

1069. La Cour a enfin posé expressément les deux conditions de l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide et de l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide dans l'arrêt *Régie Networks* du 22 décembre 2008⁸⁴³, à la suite des conclusions de l'avocat général Mme Juliane Kokott. Celle-ci distinguait en effet trois « indices » permettant d'établir un lien d'affectation contraignant. Premièrement, « *la taxe (...) est la seule source de financement de l'aide digne de ce nom (plus de 96 % au titre d'une même année)* »⁸⁴⁴. Deuxièmement, « *la taxe n'a pas d'autre affectation que le financement des aides versées (...) qui recueille l'ensemble des produits nets qu'elle génère* »⁸⁴⁵. Troisièmement, « *le volume des aides accordées (...) dépend lui aussi entièrement du produit de la taxe* »⁸⁴⁶. La Cour a suivi l'avis de l'avocat général, en regroupant ces « indices » en deux conditions matérielles, d'une part l'affectation nécessaire du produit de la

⁸³⁹ CJCE, 21 octobre 2003, *Van Calster*, C-261/01 et C-262/01, point 44.

⁸⁴⁰ CJCE, 27 novembre 2003, *Enirisorse*, C-34/01 à C-38/01, point 55.

⁸⁴¹ CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 26.

⁸⁴² CJCE, 15 juin 2006, *Air Liquide Industries Belgium*, C-393/04 et C-41/05, point 46.

⁸⁴³ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 99.

⁸⁴⁴ Conclusions de l'avocat général Mme Juliane Kokott, présentées le 26 juin 2008, dans l'affaire affaire C-333/07, point 109.

⁸⁴⁵ *Ibid.*, point 110.

⁸⁴⁶ *Ibid.*, point 111.

taxe au financement de l'aide, et d'autre part l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide⁸⁴⁷.

1070. La Cour a enfin, dans sa jurisprudence ultérieure, confirmé la nécessité de la concomitance de ces deux conditions pour établir l'existence d'un lien d'affectation contraignant. Elle a ainsi souligné expressément que la jurisprudence *Régie Networks* implique que, pour qu'une taxe puisse être considérée comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, d'une part « *il doit nécessairement exister une disposition contraignante de droit national imposant l'affectation de la taxe au financement de l'aide* », et « *d'autre part, la seule circonstance de l'existence d'une telle disposition ne peut pas, à elle seule, constituer une condition suffisante pour établir qu'une taxe fasse partie intégrante d'une mesure d'aide. Lorsqu'une telle disposition de droit national existe, il faut examiner, par ailleurs, si le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide* »⁸⁴⁸.

b) Un nombre de conditions limité

1071. À mesure que la jurisprudence a précisé et clarifié les conditions dans lesquelles le mode de financement d'une aide doit être intégré dans l'examen de la compatibilité de cette dernière, le rapport de concurrence entre les contributeurs de la taxe et les bénéficiaires de l'aide financée par elle a été, après une période d'incertitude, écarté des conditions de l'existence d'un lien d'affectation contraignant.

1072. La Cour n'a pas abordé cette question dans ses arrêts *van Calster* et *Enirisorse*. Cependant, l'avocat général M. Geelhoed a fait observer dans ses conclusions rendues dans l'affaire *Streekgewest* que, dans les cas dans lesquels la Cour a admis l'existence d'un lien entre une aide et la taxe au moyen de laquelle elle est financée d'une nature telle que l'illégalité de la première affecte aussi la seconde, ce lien présentait deux caractéristiques⁸⁴⁹.

1073. La première est l'existence d'un « lien direct et indissoluble », qualifié ultérieurement de « lien d'affectation contraignant », entre la taxe et l'aide financée au moyen de cette taxe. Cela signifie que la suppression de l'aide entraîne aussi l'élimination de la taxe, pour la part qui sert à la financer, et que, inversement, l'élimination de la taxe supprime aussi le financement correspondant de l'aide. La seconde est le fait que « *la taxe frappe les*

⁸⁴⁷ Sibilli (B), « Aides d'Etat et contribution au service public de l'électricité : obligation de restitution de la contribution non sérieusement contestable (non) », *Droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 451.

⁸⁴⁸ CJUE, 16 octobre 2013, *TF1*, T-275/11, point 44.

⁸⁴⁹ Conclusions de l'avocat général M. Geelhoed, présentées le 4 mars 2004, dans les affaires C-174/02 et C-175/02, point 32.

assujettis qui se trouvent dans un rapport économique ou de concurrence avec les bénéficiaires de l'aide ».

1074. Le rapport existant entre ces deux caractéristiques dans les conclusions de l'avocat général M. Geelhoed restait cependant ambigu. Il distinguait certes le « lien direct et indissoluble » du rapport de concurrence entre les contributeurs de la taxe et les bénéficiaires de l'aide financée par elle. Toutefois il comptait au nombre des « indices » permettant de qualifier un « lien direct et indissoluble » le fait que l'effet combiné de la taxe et de l'aide ait des conséquences considérables pour les rapports de concurrence dans le secteur en cause⁸⁵⁰. De même, il considérait que le fait que la taxe ne frappe pas de manière spécifique le secteur bénéficiaire de l'aide rendait l'existence d'un tel lien « beaucoup moins évident »⁸⁵¹.

1075. En tout état de cause, dans l'arrêt *Streekgewest*, la Cour n'a fait du rapport de concurrence entre les contributeurs de la taxe et les bénéficiaires de l'aide financée par elle ni une condition matérielle du lien d'affectation contraignant ni une condition de la prise en compte du mode de financement dans l'examen de l'aide, sans pour autant l'exclure expressément. En revanche, en se référant à l'arrêt *France c/ Commission* du 25 juin 1970, elle a indéniablement pris en compte ce rapport dans son analyse, pour établir que, « *si un tel lien existe, le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun* »⁸⁵².

1076. La question du statut du rapport de concurrence entre les contributeurs de la taxe et les bénéficiaires de l'aide financée par elle a donc conservé toute sa pertinence à la suite de cette jurisprudence. Ainsi la Commission a fait valoir, dans l'affaire *Régie Networks*, qu'elle n'était obligée de tenir compte du financement d'un régime d'aide au moyen d'une taxe que lorsque le débiteur de celle-ci et le bénéficiaire de l'aide se font concurrence⁸⁵³.

1077. La question du statut du rapport de concurrence entre les contributeurs de la taxe et les bénéficiaires de l'aide financée a finalement été tranchée par la Cour dans l'arrêt *Régie Networks*.

1078. Contre l'analyse défendue par la Commission, l'avocat général Mme Juliane Kokott a estimé que ce rapport de concurrence « *n'est pas une condition préalable de la prise en considération du financement lors de l'examen du régime d'aide* », mais « *peut tout au plus présenter de l'intérêt pour le résultat de cet examen* »⁸⁵⁴. En conséquence, elle estimait

⁸⁵⁰ Conclusions de l'avocat général M. Geelhoed, présentées le 4 mars 2004, dans les affaires C-174/02 et C-175/02, point 32.

⁸⁵¹ *Ibid.*, point 37.

⁸⁵² CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 26.

⁸⁵³ Conclusions de l'avocat général Mme Juliane Kokott, présentées le 26 juin 2008, dans l'affaire affaire C-333/07, point 102.

⁸⁵⁴ *Ibid.*, point 104.

d'une part que le rapport de concurrence n'est pas un élément constitutif du lien d'affectation contraignant, et d'autre part que lien d'affectation contraignant est l'unique élément permettant de déterminer si le mode de financement doit être pris en compte dans l'examen d'une aide⁸⁵⁵.

1079. Cette analyse a été suivie par la Cour, qui a considéré que la question de savoir s'il existe un rapport de concurrence entre les débiteurs d'une taxe et les bénéficiaires des aides que cette taxe sert à financer « *ne saurait (...) être érigée en un critère supplémentaire déterminant l'étendue de l'obligation de notification d'une aide prévue à l'article 93, paragraphe 3, du traité CE* »⁸⁵⁶. En effet, suivant le raisonnement de la Cour, il existe « *un intérêt communautaire certain* » à ce que l'Etat membre notifie à la Commission l'ensemble des éléments d'une aide qui lui permettent de contrôler sa conformité au traité. Or, l'effectivité de ce pouvoir de la Commission serait compromise si la notification dépendait de l'appréciation préalable et unilatérale de l'Etat membre sur l'existence d'un tel rapport de concurrence. Il est donc nécessaire que l'existence de ce rapport de concurrence ne soit qu'un des éléments pris en compte dans l'examen de l'aide, et non une condition de cet examen⁸⁵⁷.

2) Le contenu des deux conditions du lien d'affectation contraignant

a) La condition de l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide

1080. Pendant un temps, la jurisprudence est restée incertaine sur le contenu de la condition de l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide. Ainsi, dans l'arrêt *Streekgewest*, en dépit des conclusions de l'avocat général Geelhoed précitées, la Cour s'est limitée à indiquer que pour considérer une taxe comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, « *il doit nécessairement exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide en vertu de la réglementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide* »⁸⁵⁸, sans préciser le contenu de cette affectation nécessaire. De même, dans ses conclusions rendues dans l'affaire *Casino-France*, l'avocat général Mme Christine Stix-Hackl a appliqué les critères dégagés dans les conclusions de l'arrêt *Streekgewest*⁸⁵⁹, sans que la Cour ne précise davantage dans son arrêt le contenu matériel du lien d'affectation contraignant.

⁸⁵⁵ *Ibid.*, point 105.

⁸⁵⁶ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 93.

⁸⁵⁷ *Ibid.*, points 94 et 95.

⁸⁵⁸ CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 26.

⁸⁵⁹ Conclusions de l'avocat général Mme Christine Stix-Hackl, présentées le 14 juillet 2005, dans les affaires jointes C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04, points 74 à 80.

1081. La Cour a précisé ce contenu dans l'arrêt *Régie Networks*, en le décomposant en deux éléments permettant d'établir ce critère rempli, à savoir le fait que la taxe soit spécifiquement et uniquement perçue pour le financement des mesures d'aide en cause⁸⁶⁰ et le fait que le produit de la taxe soit exclusivement et intégralement affecté au financement de ces aides⁸⁶¹. Deux questions se sont cependant posées sur la consistance de l'affectation nécessaire.

1082. D'une part la question s'est posée de savoir dans quelle mesure la notion d'affectation en vertu d'une « réglementation nationale pertinente » devait être interprétée strictement. Cette question a été tranchée dans un arrêt *TF1* du 16 octobre 2013, dans lequel le Tribunal a écarté une acceptation de cette notion, défendue par le requérant, correspondant non à une disposition législative expresse mais à un faisceau d'indices constitué « *de l'ensemble de la réglementation nationale pertinente, de son économie et de son contexte économique* »⁸⁶². Le Tribunal a ainsi jugé que pour que la condition d'affectation nécessaire soit remplie, « *il doit nécessairement exister une disposition contraignante de droit national imposant l'affectation de la taxe au financement de l'aide. Il s'ensuit que, en l'absence d'une telle disposition, une taxe ne peut pas être considérée comme étant affectée à une mesure d'aide et ne constitue donc pas une de ses modalités* »⁸⁶³.

1083. Par exemple, l'affectation nécessaire ne peut résulter des seuls faits que les taxes en cause aient été créées dans la même loi que celle instituant l'aide visée afin de rétablir l'équilibre budgétaire de l'Etat, que l'objectif de l'institution des taxes en cause d'assurer un financement pérenne de l'aide soit clairement et expressément affirmé par le législateur dans l'exposé des motifs du projet de loi, ou encore que la loi institue un comité de suivi chargé d'assurer l'adéquation de ces taxes avec la finalité de l'aide. En effet, si ces éléments permettent bien d'établir « *qu'une certaine relation existe entre les taxes et l'aide concernées* », le fait que la taxe serve au financement de l'aide en cause n'implique pas une affectation nécessaire dès lors que la réglementation pertinente n'interdit pas sa répartition entre différentes affectations à l'appréciation discrétionnaire des autorités compétentes. De même, l'intention du législateur ne saurait établir un lien d'affectation d'une taxe à une mesure d'aide, celui-ci devant être établi « *de manière objective en vertu de la réglementation nationale* »⁸⁶⁴.

1084. Par ailleurs, le Tribunal a également rappelé que le fait que l'affectation d'une taxe à une mesure d'aide soit établie en vertu de la réglementation nationale pertinente « *ne*

⁸⁶⁰ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 100.

⁸⁶¹ *Ibid.*, point 104.

⁸⁶² Tribunal UE, 16 octobre 2013, *TF1*, T-275/11, points 39.

⁸⁶³ *Ibid.*, point 44.

⁸⁶⁴ *Ibid.*, points 55 à 64.

signifie nullement que la notion du lien d'affectation dépend à chaque fois du droit national concerné », en ce sens que « la notion du lien d'affectation contraignant est une notion du droit de l'Union établie par la jurisprudence et, d'autre part, l'existence d'un tel lien est un critère uniforme, applicable indistinctement à tous les Etats membres »⁸⁶⁵.

1085. D'autre part s'est posée la question de savoir si un lien effectif d'affectation économique pouvait être pris en compte dans la qualification d'affectation nécessaire.

1086. Ainsi, par exemple, dans ses conclusions rendues dans l'affaire *Streekgewest*, l'avocat général M. Geelhoed estimait-il que « la question de savoir s'il existe un lien direct et indissoluble entre la taxe et l'aide financée au moyen de cette taxe doit être examinée au cas par cas sur la base des termes des réglementations concernées, de leur économie, de leur application pratique et du contexte économique dans lequel elles sont appliquées »⁸⁶⁶, formulation large qui ouvrait la voie à une certaine prise en compte du lien économique effectif.

1087. De même, la Commission, dans une décision du 14 décembre 2004⁸⁶⁷, s'appuyant sur les critères dégagés par l'avocat général Geelhoed dans l'affaire *Streekgewest*, alors encore pendante, a examiné, d'une part, la mesure dans laquelle l'affectation du produit de la taxe à l'aide en cause avait un caractère obligatoire en vertu de la réglementation concernée, et, d'autre part, « l'existence d'un lien entre le produit de la taxe (...) et son affectation », faisant donc également une analyse économique du lien d'affectation⁸⁶⁸. Afin de justifier cette analyse du lien d'affectation économique, elle indiquait en effet qu'« en général, l'introduction du produit d'une taxe dans le système budgétaire national ne rendrait plus possible de retracer le lien entre ladite taxe et le financement d'un service déterminé fourni et financé par l'Etat », mais admettait que doivent être pris en considération les arguments soulevant « des doutes quant à l'existence d'une véritable déconnexion entre la ressource et son utilisation ». En effet, « une telle déconnexion pourrait, dans la pratique, revenir au même que le système fiscal qui avait déjà été mis en question par la Commission au titre de l'article 90 du Traité ». Plus précisément, la Commission indiquait que la pratique consistant à affecter le produit de la taxe à un chapitre précis à l'intérieur du budget général de l'Etat, d'où il serait ensuite versé au financement de l'aide, remettait en cause la déconnexion entre la taxe et l'aide⁸⁶⁹.

1088. Cette question s'est posée avec d'autant plus d'acuité que certaines juridictions nationales ont pu interpréter le considérant de principe de l'arrêt *Régie Networks*, suivant

⁸⁶⁵ Tribunal UE, 16 octobre 2013, *TF1*, T-275/11, point 47.

⁸⁶⁶ Conclusions de l'avocat général M. Geelhoed, présentées le 4 mars 2004, dans les affaires C-174/02 et C-175/02, point 34.

⁸⁶⁷ Décision de la Commission du 14 décembre 2004, 2005/474/CE.

⁸⁶⁸ *Ibid.*, point 229.

⁸⁶⁹ Décision de la Commission du 14 décembre 2004, 2005/474/CE, points 222 et 223.

lequel « pour qu'une taxe puisse être considérée comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, il doit exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide concernées en vertu de la réglementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide et influence directement l'importance de celle-ci et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun »⁸⁷⁰ dans un sens favorable à la prise en compte d'un lien d'affectation économique.

1089. Une série de décisions portant sur le lien entre une taxe sur les achats de viande due par toutes les personnes procédant à la vente au détail de viande et un dispositif d'aide d'Etat, le service public de l'équarrissage, a montré une nette incertitude sur ce point. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2001, cette taxe n'était plus affectée à un fonds destiné à financer les opérations d'équarrissage et faisant l'objet d'une comptabilité distincte mais était affectée au budget général de l'Etat. Dès lors, la question s'est posée de savoir si cette nouvelle affectation permettait ou non de considérer que la taxe conservait un lien suffisamment étroit avec l'aide octroyée dans le cadre du service public de l'équarrissage pour que les redevables soient fondés à en obtenir la restitution.

1090. Dans un arrêt du 1^{er} octobre 2007, la Cour administrative d'appel de Paris a estimé, en se référant à la jurisprudence *Distribution Casino France* de la Cour de justice, qui indiquait seulement que « pour que l'on puisse considérer une taxe comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, il doit exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide en vertu de la réglementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide »⁸⁷¹, que le principe d'universalité budgétaire permettait d'établir une rupture du lien d'affectation contraignant entre la taxe et la mesure d'aide, sans qu'il soit nécessaire de considérer le maintien d'une équivalence effective entre le produit d'une taxe et le montant de l'aide auparavant financée directement par elle⁸⁷².

1091. En revanche, dans un arrêt du 27 juillet 2009 *Société Boucherie du marché*⁸⁷³ portant sur la même question, le Conseil d'Etat, pour exclure tout lien l'affectation, a non seulement procédé à une analyse juridique du lien unissant la taxe sur les achats de viande et le service public de l'équarrissage, mais aussi à une analyse économique de ce dernier.

1092. Relativement à l'affectation juridique, le Conseil d'Etat a jugé que l'absence d'affectation budgétaire du produit de la taxe dans la loi impliquait bien, en application du principe de d'universalité budgétaire, l'inexistence d'un lien d'affectation contraignant entre la taxe sur les achats de viande et le service public de l'équarrissage. Toutefois, il a également

⁸⁷⁰ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 99.

⁸⁷¹ CJCE, 27 octobre 2005, C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04, point 40.

⁸⁷² CAA Paris, 1^{er} octobre 2007, *Société SAS P*, n° 07PA00118.

⁸⁷³ CE, 27 juillet 2009, *Société Boucherie du marché*, n° 312098.

jugé nécessaire d'ajouter qu'il n'existait pas davantage de « *rapport entre le produit de la taxe et le montant du financement public attribué à ce service* ». Cette formulation n'est pas anodine, dans la mesure où son raisonnement semble impliquer que « *si cette déconnexion juridique était un préalable à la disparition du « lien d'affectation contraignant » qui unissait précédemment la taxe sur les achats de viande et le service public de l'équarrissage, elle restait insuffisante* »⁸⁷⁴. En l'espèce, le Conseil d'Etat a suivi l'analyse de la jurisprudence de la CJCE du rapporteur public Mme Legras. Celle-ci, dans ses conclusions, estimait que le respect de la jurisprudence de la Cour de justice commandait en effet que cette déconnexion ne soit pas qu'apparente, mais qu'elle soit réelle et concrète. Elle notait ainsi qu'« *alors même que les principes budgétaires paraissent suffire à exclure que la taxe en litige fasse partie intégrante d'un régime d'aide depuis le 1^{er} janvier 2001, la jurisprudence la plus récente de la Cour de Luxembourg conduit en effet à ne pas esquiver cette discussion. L'arrêt rendu par la Cour le 22 décembre 2008 (CJCE, gde ch., 22 déc. 2008, aff. C-333/07, Société Régie Networks : Dr. fisc. 2009, n° 1-2, act. 8 ; RJF 3/2009, n° 303), peut paraître ainsi aller dans le sens d'une plus grande souplesse dans l'appréciation du lien entre une taxe et les aides qu'elle sert à financer.* » En cohérence avec ces conclusions, dans sa décision la Cour ne s'est pas arrêtée à l'analyse du lien d'affectation juridique « *et s'est également livrée à une appréciation plus concrète. Elle a ainsi constaté que le produit net de la taxe était intégralement affecté au financement des aides, que ces aides étaient distribuées dans la limite des fonds disponibles et que le produit de la taxe influençait le montant des aides, dès lors que l'octroi de celles-ci ainsi que, « dans une très large mesure, leur étendue », dépendaient du produit de la taxe* »⁸⁷⁵.

1093. Bien que le Conseil d'Etat ait estimé qu'en l'espèce le lien économique manquait en fait, il peut donc être déduit de cette jurisprudence que le Conseil d'Etat considèrerait que, si la réaffectation budgétaire était certainement une condition nécessaire à la disparition du « lien d'affectation contraignant » qui unissait la taxe visée à l'aide d'Etat en cause, « *cette réaffectation s'avère insuffisante dans l'hypothèse dans laquelle le montant de la taxe et celui de l'aide restent liés* »⁸⁷⁶.

1094. Cette jurisprudence du Conseil d'Etat laissait donc en suspens la question de savoir si un lien d'affectation contraignant pouvait être caractérisé en l'absence d'un lien d'affectation juridique, sur la seule base d'un lien d'affectation économique. Les conclusions du rapporteur Legras semblaient le supposer, sans l'énoncer expressément. Une telle

⁸⁷⁴ Maitrot de la Motte (A), « La taxe sur les achats de viande (2001-2003) et le service public de l'équarrissage ne sont unis par aucun « lien d'affectation contraignant », *Revue de droit fiscal*, n° 43, 22 octobre 2009, comm. 513.

⁸⁷⁵ Conclusion du rapporteur public Mme Legras, CE, 27 juillet 2009, *Société Boucherie du marché*, n° 312098.

⁸⁷⁶ Maitrot de la Motte (A), « La taxe sur les achats de viande (2001-2003) et le service public de l'équarrissage ne sont unis par aucun « lien d'affectation contraignant », *Revue de droit fiscal*, n° 43, 22 octobre 2009, comm. 513.

interprétation paraissait être celle d'une partie de la doctrine, qui estimait, en se fondant sur les décisions *Société Boucherie du Marché* et *SA Montaudis*, qu'« une taxe affectée au financement d'une aide d'Etat ne doit faire l'objet d'une autorisation préalable de la Commission européenne que si le lien qui unit la taxe et l'aide est contraignant d'un point de vue juridique ou d'un point de vue économique »⁸⁷⁷.

1095. Cette question a in fine été tranchée par la Cour dans son arrêt *TFI* du 16 octobre 2013. La Cour a en effet écarté une distinction défendue par le requérant entre une « affectation juridique » et une « affectation économique », qui résulterait du mécanisme de détermination du montant de l'aide, du taux des taxes et de leur utilisation effective⁸⁷⁸. Le Tribunal a ainsi jugé qu'en l'absence d'une « disposition contraignante de droit national imposant l'affectation de la taxe au financement de l'aide », « une taxe ne peut pas être considérée comme étant affectée à une mesure d'aide et ne constitue donc pas une de ses modalités »⁸⁷⁹. Il a ainsi souligné que la notion « d'affectation économique » proposée, qui résulte d'une corrélation financière entre le produit des nouvelles taxes et le financement de l'aide en cause, ne repose que sur « des éléments de contexte et des indices factuels » et ne peut donc en tant que telle pallier l'absence d'une disposition contraignante de droit national⁸⁸⁰.

b) La condition de l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide

1096. La question de la prise en compte de l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide est restée longtemps ambiguë dans la jurisprudence, entraînant un certain débat sur le caractère substantiel de cette seconde condition.

1097. La Cour de justice a distingué dans l'arrêt *Régie Networks* quatre éléments permettant d'établir cette seconde condition matérielle satisfaite⁸⁸¹. Premièrement, « les aides sont attribuées dans la limite des fonds disponibles »⁸⁸². Deuxièmement, « la fixation de leur montant [...] doit être effectuée dans la limite essentiellement du produit escompté de la taxe

⁸⁷⁷ Maitrot de la Motte (A), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Et Lux Fuit ? », *Revue de droit fiscal*, n° 43-44, 22 octobre 2015, comm. 653.

⁸⁷⁸ Tribunal UE, 16 octobre 2013, *TFI*, T-275/11, points 39 et 40.

⁸⁷⁹ *Ibid.*, point 44.

⁸⁸⁰ *Ibid.*, point 73.

⁸⁸¹ Sibilli (B), « Aides d'Etat et contribution au service public de l'électricité : obligation de restitution de la contribution non sérieusement contestable (non) », *Droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 451.

⁸⁸² CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 105.

»⁸⁸³. Troisièmement, « *le barème est fixé en fonction des ressources constatées l'année précédente et du montant prévisionnel des recettes de la taxe [...] inscrit dans la loi de finance initiale et des prévisions d'évolution du marché* »⁸⁸⁴. Enfin, « *l'octroi de ces aides ainsi que, dans une très large mesure, leur étendue, dépendent du produit de la taxe* »⁸⁸⁵.

1098. Toutefois, en dépit de cette jurisprudence, un certain doute a pu exister sur le caractère substantiel de cette seconde condition de l'existence d'un lien d'affectation contraignant. En effet, celle-ci n'est apparue en tant que telle que relativement tardivement, dans l'arrêt du 15 juin 2006 *Air Liquide Industries Belgium*⁸⁸⁶, avant d'être reprise par la Cour dans l'arrêt *Régie Networks*. Or, les jurisprudences précédentes, sur lesquelles se fonde la Cour dans son arrêt *Air Liquide Industries Belgium*, faisaient apparaître une formulation plus ambiguë.

1099. Tout d'abord, la Cour a précisé les conditions de qualification du lien d'affectation contraignant dans son arrêt *Streekgewest*, en indiquant uniquement que le lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide doit exister matériellement « *en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide* »⁸⁸⁷. Cette formule, qui paraît ne poser que cette condition matérielle à l'existence d'un lien d'affectation contraignant, a ensuite été reprise dans un arrêt *Casino France*⁸⁸⁸, sur lequel s'appuyait également la Cour dans l'arrêt *Air Liquide Industries Belgium*, et dans un arrêt *Pape*⁸⁸⁹.

1100. L'hypothèse d'une unique condition matérielle se trouvait en outre appuyée par le fait que la Cour examinait l'effectivité de l'influence de la taxe sur le montant de l'aide en dehors du lien d'affectation contraignant. Elle affirmait en effet que « *d'une part* », il n'existait aucun lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide en cause, et que « *d'autre part, le produit de cette taxe n'influence nullement le montant de l'aide* »⁸⁹⁰.

1101. En outre, dans les trois arrêts mentionnés, la Cour ajoutait que « *si un tel lien existe, le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun* »⁸⁹¹. Cette formulation paraît induire de l'existence d'un lien d'affectation contraignant le fait que

⁸⁸³ *Ibid.*, point 106.

⁸⁸⁴ *Ibid.*, C-333/07, point 109.

⁸⁸⁵ *Ibid.*, C-333/07, point 111.

⁸⁸⁶ CJCE, 15 juin 2006, *Air Liquide Industries Belgium*, C-393/04 et C-41/05, point 46.

⁸⁸⁷ CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 26.

⁸⁸⁸ CJCE, 27 octobre 2005, C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04, point 40.

⁸⁸⁹ CJCE, 13 janvier 2005, *Pape*, C-175/02, point 15.

⁸⁹⁰ CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 28.

⁸⁹¹ CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02, point 26 ; CJCE, 27 octobre 2005, C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04, point 40 ; CJCE, 13 janvier 2005, *Pape*, C-175/02, point 15.

le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide, en d'autres termes faire du constat de l'influence directe qu'a le produit de la taxe sur l'importance de l'aide une conséquence logique de l'existence d'un lien d'affectation contraignant, mais non une de ses composantes substantielles.

1102. Cette interprétation est renforcée par le renvoi que faisait la Cour aux points 17, 20 et 21 de son arrêt du 25 juin 1970 *France c/ Commission* pour interpréter la relation ainsi énoncée.

Dans cette affaire était en cause une taxe perçue sur les produits textiles vendus en France, donc perçue également sur les produits concurrents importés, et dont le produit était partiellement versé à l'Union des industries textiles en vue de la rénovation des industries textiles françaises. Dans un tel système, l'aide s'accroît donc automatiquement à mesure que le rendement de la taxe s'accroît, donc en partie à mesure que les entreprises d'autres Etats membres parviennent à accroître leurs ventes.

1103. D'une part, la Cour y indiquait que la Commission doit tenir compte dans son examen d'une aide « *de l'aide indirecte que peuvent constituer aussi, et son mode de financement, et le lien étroit qui fait dépendre le volume de la première du rendement du second* »⁸⁹². Il semble que la juxtaposition faite par la Cour du « mode de financement » et du « lien étroit qui fait dépendre le volume de la première du rendement du second » implique une absence de lien de conditionnalité entre l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide et la prise en compte du mode de financement de l'aide par la Commission dans son examen de compatibilité.

1104. D'autre part, si la Cour ne tire pas dans cet arrêt de règle générale sur le lien entre l'affectation nécessaire du produit d'une taxe au financement d'une aide et l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide, il reste qu'en l'espèce elle explique la seconde par la première, dont elle est la conséquence logique⁸⁹³.

1105. Enfin, dans cet arrêt, la Cour ne prend en compte l'existence du lien d'influence directe de la taxe sur le montant de l'aide que pour établir que, ladite taxe pesant en partie sur les importations, « *le mode de financement litigieux atteint un effet protecteur allant au-delà de l'aide proprement dite* », d'où elle tirait ensuite la conséquence de l'incompatibilité de l'aide avec l'article 92 du traité⁸⁹⁴. En revanche, à aucun stade de son raisonnement la Cour ne posait cette relation comme condition à la prise en compte du mode de financement dans l'examen de l'aide par la Commission.

⁸⁹² CJCE, 25 juin 1970, *France c/ Commission*, 47/69, point 17.

⁸⁹³ CJCE, 25 juin 1970, *France c/ Commission*, 47/69, point 20.

⁸⁹⁴ *Ibid.*, point 20.

1106. Compte tenu de ces trois considérations, il semble cohérent de lire la formule de la Cour qui indique que, si un lien d'affectation contraignant existe, alors le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché intérieur, comme signifiant d'une part que la qualification d'un lien d'affectation contraignant dépend de la seule condition de l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide, et d'autre part qu'il n'existe qu'un lien de conséquence logique entre l'existence d'un lien d'affectation contraignant et l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide.

1107. La nuance n'est pas sans effet, dans la mesure où c'est la qualification du lien d'affectation contraignant qui impose de prendre en compte le mode de financement dans l'examen de la compatibilité de l'aide avec le marché intérieur. Par conséquent, faire de l'influence directe du produit du mode de financement sur l'importance de l'aide une condition matérielle du lien d'affectation contraignant réduit le champ de l'examen de la Commission aux modes de financement des mesures d'aides présentant cette caractéristique en plus de celle d'affectation nécessaire du produit de la taxe. Au contraire, si l'influence directe du produit du mode de financement sur l'importance de l'aide n'est qu'une conséquence du lien d'affectation contraignant, le champ d'examen de la Commission s'étend à l'ensemble des modes de financement des aides qui respectent la condition d'affectation nécessaire. Dans ce cas, la prise en compte de l'influence directe du produit du mode de financement sur l'importance de l'aide n'a de pertinence que si elle permet d'établir que l'aide a un effet protecteur allant au-delà de l'avantage financier qu'elle procure directement, en raison de sa corrélation avec un mode de financement exerçant aussi un effet protecteur.

1108. Cependant, cette interprétation souffrait de certaines insuffisances. En effet, en s'appuyant sur son arrêt du 25 juin 1970 *France c/ Commission* pour énoncer que, si un lien d'affectation contraignant existe, le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché intérieur, la Cour se fonde sur une relation spécifique existant dans un cas en particulier pour établir un principe de portée générale. Ce faisant, elle ne paraît pas envisager le cas où il existe une affectation nécessaire du produit d'une taxe à un aide sans pour autant que ce produit dimensionne l'aide, soit que celle-ci soit plafonnée, soit que la taxe ne suffise pas à financer l'aide.

1109. La Cour a finalement tranché cette question, en réaffirmant dans l'arrêt *Régie Networks* le caractère substantiel de la condition de l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide, et surtout en détaillant positivement les éléments qui permettent d'établir cette seconde condition matérielle satisfaite⁸⁹⁵. Le Tribunal a en outre nettement

⁸⁹⁵ Sibilli (B), « Aides d'Etat et contribution au service public de l'électricité : obligation de restitution de la contribution non sérieusement contestable (non) », *Droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 451.

confirmé le caractère substantiel de cette condition dans un arrêt *DTS Distribuidora de Televisión Digital* du 11 juillet 2014. Par cet arrêt le Tribunal reprend en effet la définition du lien d'affectation contraignant donnée dans l'arrêt *Regie Networks* et met définitivement fin à la possibilité d'interprétation selon laquelle l'affectation nécessaire du produit de la taxe à l'aide suffit pour démontrer que le mode de financement fait partie intégrante de la mesure d'aide. Le Tribunal indique notamment qu'il ne peut être déduit des arrêts *Streekgewest, Pape*, et *Distribution Casino France* « que l'influence directe de la mesure fiscale sur l'importance de l'aide n'est pas une condition nécessaire, mais uniquement un indice parmi d'autres »⁸⁹⁶. Au contraire, il juge qu'il ressort de cette jurisprudence que, pour qu'une taxe puisse être considérée comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, non seulement il doit nécessairement exister une disposition contraignante de droit national imposant son affectation au financement de l'aide, mais encore « la seule circonstance de l'existence d'une telle disposition ne peut pas, à elle seule, constituer une condition suffisante pour établir qu'une taxe fasse partie intégrante d'une mesure d'aide. Lorsqu'une telle disposition de droit national existe, il faut examiner, par ailleurs, si le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide »⁸⁹⁷.

B/ Une limitation des risques incertaine

1110. Le juge français a progressivement intégré dans sa jurisprudence les évolutions de la définition du lien d'affectation contraignant donnée par la Cour de justice. Après avoir uniquement mentionné la condition d'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide⁸⁹⁸, le Conseil d'Etat a intégré la condition d'influence directe du produit de la taxe sur le montant de l'aide⁸⁹⁹, conformément à la jurisprudence *Régie Networks*⁹⁰⁰. Il a donc été amené, à la suite de cette évolution jurisprudentielle, à écarter l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable (1).

Cependant, les conséquences qu'a eu la réforme de la fiscalité énergétique sur le régime d'aide à la production d'électricité éolienne, fondées sur l'analyse faite par la Commission de l'importance des modifications du mode de financement de ce régime d'aide, a des implications ambiguës quant aux conditions d'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable (2).

⁸⁹⁶ Tribunal UE, 11 juillet 2014, *DTS Distribuidora de Televisión Digital*, T-533/10, point 56.

⁸⁹⁷ *Ibid.*, point 53.

⁸⁹⁸ CE, 27 juillet 2009, *Société Boucherie du marché*, n° 312098 ; CE, 27 juillet 2009, *SA Montaudis*, n° 313502

⁸⁹⁹ Sur ce point, voir Maitrot de la Motte (A) et Dubout (E), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Fiat Lux ! », *Revue de droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 450.

⁹⁰⁰ CE, 9 novembre 2011, *SNC Stop Hôtel Villeneuve-d'Ascq*, n° 323273.

1) Un lien d'affectation contraignant exclu par le juge français

1111. La contribution au service public de l'électricité a, depuis sa mise en place par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la nature d'un impôt⁹⁰¹, conformément à la jurisprudence *Société Bourgogne-Bois* du Tribunal des conflits⁹⁰². La question de l'existence d'un éventuel lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les régimes d'aide aux énergies renouvelables financés par elle pouvait donc légitimement se poser. Cette question a donné lieu à une importante controverse, dans le cadre de l'affaire *Praxair*. Était en cause dans cette affaire l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, ainsi que l'arrêté du 23 décembre 2008 qui le complète. Le 17 décembre 2010, par une réclamation adressée au ministre de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique, la société Praxair a sollicité la restitution des sommes versées au titre de la CSPE pour les années 2005 à 2009. À cette fin, ce requérant a soulevé, notamment, le moyen de l'illégalité du dispositif d'obligation d'achat de l'électricité renouvelable financé par la CSPE en raison de sa non-notification à la Commission. Cette réclamation ayant été implicitement rejetée, la société Praxair a saisi le tribunal administratif de Paris. Celui-ci, estimant que le montant de la CSPE n'avait pas d'influence sur le montant de l'aide versée, a jugé qu'aucun lien d'affectation contraignant entre la CSPE et ce régime de soutien ne pouvait être caractérisé et a donc rejeté la demande de remboursement⁹⁰³. Le 28 septembre 2012, la société requérante a enfin interjeté appel de ce jugement devant la Cour administrative d'appel de Paris.

a) Une jurisprudence écartant toute influence directe du produit de la CSPE sur le montant de l'aide

1112. La question de l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a suscité un certain débat. Le rapporteur public Mme Legras, dans ses conclusions rendues dans l'affaire *Vent de colère*, estimait notamment, en se fondant sur le considérant de principe de l'arrêt *Van Calster*, qu'il ne faisait « guère de doute » que la CSPE constitue un mode de financement faisant partie intégrante de l'aide à la filière éolienne. En effet, selon lui, les conditions d'un lien contraignant entre la taxe et l'aide en vertu de la réglementation nationale pertinente étaient « vraisemblablement réunies s'agissant de la CSPE ou au moins d'une partie de cette contribution »⁹⁰⁴. Le Conseil d'Etat avait cependant réservé son jugement sur

⁹⁰¹ CE, 13 mars 2006, *Réseau Ferré de France*, n° 265582 et 273093.

⁹⁰² TC, 10 juillet 1956, *Société Bourgogne Bois*, n° 1565.

⁹⁰³ TA Paris, 6 juillet 2012, *SAS Praxair*, n° 1105485.

⁹⁰⁴ Conclusions du rapporteur public Mme Legras, CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 324852.

ce point dans son arrêt du 28 mai 2014, puis a jugé en sens contraire dans son avis du 22 juillet 2015.

1113. Le débat sur l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable financés par son produit s'est concentré sur le second critère de qualification, celui de l'influence directe du produit de la taxe sur le montant de l'aide, que le rapporteur Legras n'avait pas intégré dans son analyse comme une condition substantielle d'un lien d'affectation contraignant⁹⁰⁵.

1114. Dans ses conclusions, le rapporteur public M. Aladjidi a ainsi examiné de manière approfondie la pertinence des arguments développés par le tribunal administratif dans son jugement du 6 juillet 2012 pour écarter l'existence d'une influence directe du montant de la CSPE sur le niveau de l'aide⁹⁰⁶.

1115. Premièrement, le fait que la contribution collectée était insuffisante à couvrir le financement des charges de service public, ce qui contraignait EDF à y affecter une partie de ses ressources propres, a été jugé par le rapporteur public M. Aladjidi peu pertinent dans la situation spécifique de la CSPE, bien que la Cour de justice indique que le fait que « *les aides sont attribuées dans la limite des fonds disponibles* »⁹⁰⁷ soit un élément permettant de caractériser une telle influence directe. En effet, EDF devait être indemnisée de cette avance forcée et être progressivement remboursée de cet arriéré au moyen de la CSPE. Il en résultait donc in fine un financement complet du mécanisme de soutien, « *comme si les contributeurs d'hier avaient contracté une sorte d'emprunt qu'il revient à leurs successeurs de rembourser* ».

1116. Il a également émis de fortes réserves relativement à l'argument selon lequel le produit de la CSPE n'était pas uniquement destiné au financement des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mais couvrait également d'autres charges de service public, et que la répartition des sommes entre ces différents bénéficiaires dépendait de la seule décision des autorités administratives. Il est vrai que la Cour de justice s'est fondée dans sa décision *Pape* sur le fait que la loi « *laisse la répartition du produit de la taxe entre les différentes affectations, et notamment celle prévue (pour l'aide d'Etat en cause) à l'appréciation discrétionnaire des autorités compétentes* »⁹⁰⁸ pour en déduire l'absence d'une influence directe. Cependant, elle a aussi estimé dans sa décision *Enirisorse* qu'une réglementation nationale instituait un lien d'affectation contraignant entre une taxe et une aide à une entreprise portuaire, alors même que l'aide en cause ne représentait que deux tiers du

⁹⁰⁵ Conclusions du rapporteur public M. Aladjidi, CE, 22 juillet 2015, Société *Praxair*, n° 388853.

⁹⁰⁶ *Ibid.*

⁹⁰⁷ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 105.

⁹⁰⁸ CJCE, 13 janvier 2005, *Pape*, C-175/02.

produit de la taxe⁹⁰⁹, ce qui ouvre la voie à une possible « sectorisation » du lien d'affectation contraignant.

1117. En revanche, le rapporteur public M. Aladjidi a estimé déterminant l'argument selon lequel montant de l'aide octroyée n'est pas directement conditionné par le produit de la CSPE, dans la mesure où la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 dispose que ce n'est qu'après avoir arrêté le montant de l'ensemble des charges et surcoûts à compenser que le ministre chargé de l'énergie détermine le montant de la contribution. Il explique ainsi que « *la CSPE ne fonctionne pas comme un compte d'affectation spéciale (...) mais comme un impôt de répartition, autrement dit, elle est « suiveuse » et non « motrice », c'est-à-dire qu'elle est calculée a posteriori pour couvrir le coût des aides, sans que ces dernières ne soient, à l'inverse, directement et principalement conditionnées par le produit recueilli* ». En effet, l'article 10 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité encadre très précisément les tarifs qui sont fixés par arrêtés. Il imposait ainsi, dans un alinéa qui a été repris à l'article L. 314-7 du code de l'énergie, de prendre en compte « *les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la présente loi* », étant précisé que « *le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé* ».

1118. Bien que cet alinéa ajoute que « *les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5* », ce qui pourrait remettre en cause le caractère d'impôt de répartition de la CSPE, le rapporteur public M. Aladjidi estime qu'il traduit « *le souci que les aides en cause puissent, le cas échéant, être réduites s'il s'avère soit que leur poids relatif parmi les autres charges est trop élevé, soit que le total de ces charges devient trop pesant* ». Cette hypothèse paraît confirmée par la pratique qui a été faite de cette disposition lors du moratoire sur le tarif photovoltaïque mis en place par le décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010, lequel a été validé par la décision du 16 novembre 2011⁹¹⁰ sur le motif, notamment, des coûts à terme de l'ensemble des demandes déposées. En tout état de cause, le rapporteur public M. Aladjidi estime excessif de déduire de l'existence de ce mécanisme de « corde de rappel » que le montant des aides à la production d'électricité renouvelable dépende du produit de la CSPE. Ce mécanisme ne paraît, en effet, n'avoir une incidence sur les aides d'Etat qui n'est « *qu'indirecte et partielle* ».

⁹⁰⁹ CJCE, 27 novembre 2003, *Enirisorse*, C-34/01 à C-38/01, point 47.

⁹¹⁰ CE, 16 novembre 2011, *Société Ciel et Terre et autres*, n° 344972.

1119. Le Conseil d'Etat, saisi pour avis, a suivi le rapporteur public, ainsi que l'avis de la Commission de régulation de l'énergie⁹¹¹. Il a donc estimé qu'il résultait des dispositions du régime de l'obligation d'achat que, d'une part, le montant de l'aide ne dépendait pas, en vertu de la réglementation applicable, du produit de la CSPE, et que, d'autre part, la contribution collectée n'était pas suffisante pour couvrir les charges de service public en cause. Dès lors, en application de la jurisprudence *Régie Networks* de la Cour de justice, « *le produit de la contribution au service public de l'électricité n'influence pas directement l'importance des aides en cause, qui ne sont pas accordées dans la limite des recettes escomptées de cette contribution* »⁹¹². En conséquence, la Cour administrative d'appel de Paris a jugé, par un arrêt du 23 février 2016, qu'il n'existait pas de tel lien d'affectation entre la CSPE et les régimes d'aide en cause⁹¹³.

b) Une question du sens du rapport d'influence directe laissée en suspens

1120. Le débat portant sur la nature du lien existant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a fait naître une nouvelle question théorique, qui est celle du « sens » du rapport d'influence directe entre le produit de la taxe et le montant de l'aide. En effet, il a été fait remarquer que, dans son avis du 22 juillet 2015, le Conseil d'Etat n'a pas pris en compte un argument développé par le requérant. Appliquant strictement la jurisprudence de la Cour de justice *Société Régie Networks* à laquelle il s'est explicitement référé, le Conseil d'Etat a examiné si le produit de la taxe « *influence directement l'importance* » de l'aide. Comme le note Maitrot de la Motte, « *pour établir l'absence de tout « lien d'affectation contraignant » entre la contribution et l'aide, il n'a ainsi examiné qu'une seule des deux relations entretenues par ces deux éléments liés : la relation selon laquelle « le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide ». Or, quand bien même la Cour de justice n'a jamais envisagé cette possibilité, il convient de se demander s'il n'existe pas, également, un « lien d'affectation contraignant » lorsque la relation est appréhendée dans l'autre sens, c'est-à-dire lorsque c'est le montant de l'aide qui conditionne la taxe* »⁹¹⁴.

1121. Certes, la jurisprudence de la Cour de justice semble exclure que cette seconde relation puisse être prise en compte puisque le considérant de principe de l'arrêt *Société Régie Networks* précise qu'il s'agit d'examiner si le produit de la taxe influence directement

⁹¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2014 portant communication sur la contribution au service public de l'électricité.

⁹¹² Avis CE, 22 juillet 2015, *Praxair*, n° 388853, points 12, 15 et 16.

⁹¹³ CAA Paris, 23 février 2016, n° 12PA03983.

⁹¹⁴ Maitrot de la Motte (A), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Et Lux Fuit ? », *Revue de droit fiscal*, n° 43-44, 22 octobre 2015, comm. 653.

l'importance de celle-ci « *et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun* ». Comme l'indique Maitrot de la Motte, cette formulation signifie que « *l'examen du lien d'affectation contraignant n'a pas pour objet de constater l'équivalence de la taxe et de l'aide pour, le cas échéant, conclure que la taxe est illégale si elle n'a pas été préalablement autorisée. Il est plutôt destiné à savoir si, dans le cadre de l'examen de la compatibilité de l'aide avec les exigences du marché intérieur, la Commission européenne doit prendre en compte la taxe qui la finance* ».

112. En revanche, « *s'il fallait considérer qu'il existe un « lien d'affectation contraignant » lorsque le montant de l'aide conditionne la taxe, la « légalité » (au sens du droit européen des aides d'Etat) de la CSPE pourrait être contestée* ». En effet, la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité modifiée prévoit une compensation intégrale des obligations mises à la charge des opérateurs, de sorte qu'est inopérant l'argument selon lequel le montant de la CSPE ne permet plus de financer l'achat d'électricité renouvelable. Si à court terme le montant de la CSPE ne conditionne pas le montant de l'aide, à long terme, le montant de l'aide conditionne celui de la CSPE. Autrement dit, « *si le montant de la CSPE et le montant des aides qui ont été accordées illégalement ne sont annuellement jamais équivalents, ils le sont en revanche à l'échelle pluriannuelle. Et il n'existe aucune raison pour que l'équivalence soit appréciée dans un cadre annuel plutôt que dans un autre cadre* ».

Cette observation amène donc à poser la question de savoir s'il pourrait exister un « lien d'affectation contraignant » lorsque le montant de l'aide influence celui de la taxe.

2) Une doctrine de la Commission ambiguë

a) Une analyse de la réforme de la fiscalité énergétique aux implications importantes

113. Une importante réforme de la fiscalité énergétique portant sur le financement des charges de service public est intervenue avec la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015. Cette loi a mis fin à l'organisation de cette fiscalité autour de la distinction faite entre charges du service public de l'électricité et charges du service public du gaz, chacune financée par des taxes propres. Elle a mis en place une nouvelle organisation ordonnée autour d'une distinction faite entre les charges liées au soutien aux énergies renouvelables et les charges liées aux dispositifs sociaux du service public de l'énergie.

114. D'une part, la contribution au service public de l'électricité a été fusionnée avec la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), régie par l'article 266 quinquies C du Code des douanes, qui a été renommée « Contribution au service public de

l'électricité » (« la CSPE nouvelle »), et dont le tarif est passé de 0,50 € par mégawattheure à 22,50 € par mégawattheure pour s'aligner sur celui de la « CSPE ancienne »⁹¹⁵.

1125. D'autre part, la loi de finances rectificative pour 2015 a prévu la création d'un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » dans le budget de l'Etat. Celui-ci a vocation à financer les charges de service public relatives à l'électricité renouvelable, au biogaz et à l'effacement de consommation, ainsi que le remboursement aux opérateurs du déficit de compensation de leurs charges de service public de l'électricité accumulé au 31 décembre 2015. Ce compte d'affectation spéciale est alimenté par une fraction de la « CSPE nouvelle », de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN), du produit de la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC) et d'une partie du produit de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). Les articles L. 121-6 et L. 121-35 du code de l'énergie ont en conséquence été modifiés⁹¹⁶ pour disposer que « *les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs (...) sont intégralement compensées par l'Etat* ».

1126. Il est à noter que ce volet de la réforme de la fiscalité énergétique a été modifié par la loi de finances pour 2017, qui a mis fin à l'affectation de la CSPE au compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »⁹¹⁷, cette perte étant compensée par une augmentation équivalente de la fraction de la TICPE qui y est affectée. Il s'agissait de mettre le fonctionnement de ce compte d'affectation spéciale en conformité avec le droit de l'Union européenne relatif aux aides d'Etat, à la suite d'une recommandation de la Commission visant à éviter la qualification de la CSPE de taxe d'effet équivalent à un droit de douane⁹¹⁸. La CSPE est donc depuis le 1^{er} janvier 2017, affectée au budget général de l'Etat.

1127. L'objectif de la réforme opérée par la loi de finances rectificative pour 2015 était double⁹¹⁹. Il s'agissait tout d'abord de mettre fin à un fonctionnement de cette taxe dont la conformité à la directive n° 2008/118/CE du 16 décembre 2008 relative au régime général d'accise était douteuse. Cette directive, en effet, n'autorise des taxes indirectes supplémentaires sur les produits soumis à accise que dans la mesure où elles poursuivent des

⁹¹⁵ Code des douanes, article 266 quinquies C.

⁹¹⁶ Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015, article 5.

⁹¹⁷ Loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, article 44.

⁹¹⁸ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2016-2017, 22e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du vendredi 21 octobre 2016, p. 6612 ; Le Bihan-Graf (C) et Creux (E), « Les évolutions de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) : une taxe en trompe l'œil », *Energie - environnement – infrastructures*, n° 4, avril 2018, étude 9.

⁹¹⁹ Rapport n° 229 fait au nom de la commission des finances sur le projet de loi de finances rectificative, p. 79 à 81 ; Pachon-Lefèvre (M-H) et Rossignol-Infante (G), « La compensation des charges de service public de l'énergie », *Contrats Publics*, n° 168, septembre 2016, p. 50.

« fins spécifiques »⁹²⁰. Or, il n'était pas certain que la CSPE, qui poursuivait de multiples finalités, puisse répondre à cette condition, dans la mesure où la multiplication des finalités risquait de lui conférer une finalité budgétaire, donc non spécifique⁹²¹. Il s'agissait ensuite de rétablir le contrôle du Parlement sur une taxe dont le caractère parafiscal devenait de moins en moins démocratiquement acceptable à mesure que son importance augmentait.

1128. De façon inattendue, cette réforme de la fiscalité énergétique a eu d'importantes conséquences sur la qualification d'aide d'Etat du régime d'aide à la production d'électricité éolienne, en amenant la Commission à le qualifier d'« aide nouvelle », le faisant ainsi entrer dans le champ d'application des dispositions des LDAEE 2014.

1129. Le régime d'aide éolien⁹²², notifié par le Gouvernement français à la suite de l'annulation des arrêtés du 17 novembre 2008 et du 23 décembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, avait été validé par la Commission pour une durée de dix ans par une décision du 27 mars 2014⁹²³.

1130. Les LDAEE 2014 prévoient que les « régimes d'aides existants », au sens de l'article 1^{er}, point b), du règlement n° 659/1999 du 22 mars 1999 portant modalités d'application de l'article 93 du traité CE, doivent être mis en conformité avec ses propres dispositions lors de la survenance d'une des quatre circonstances qu'elles prévoient, à savoir la prolongation du régime d'aide, sa notification à l'expiration d'une période de dix ans, l'expiration de la validité de la décision de la Commission, ou la modification du régime d'aide par l'Etat membre⁹²⁴. Le régime d'aide éolien ayant été validé par la Commission avant l'entrée en vigueur des LDAEE 2014, celui-ci bénéficiait en principe d'une validité jusqu'en 2024.

1131. La Commission a interprété la réforme du mode de financement du régime d'aide à la production d'électricité éolienne résultant de la réforme de la fiscalité énergétique effectuée par la loi de finances rectificative pour 2015 comme une « modification du régime

⁹²⁰ Directive n° 2008/118/CE du 16 décembre 2008 relative au régime général d'accise, article 1, paragraphe 2.

⁹²¹ De fait, la Cour a jugé que les recettes de la CSPE répondant à des besoins publics d'ordre social ou territorial, qui sont normalement financés par le budget de l'Etat, ne financent pas de finalités spécifiques. En revanche, les recettes de la CSPE affectées au financement des mécanismes de soutien des énergies renouvelables poursuivent une finalité spécifique (CJUE, 25 juillet 2018, *Messer France*, C-103/17).

⁹²² Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

⁹²³ Décision de la Commission du 27 mars 2014, Aide d'Etat SA.36511 (2014/C).

⁹²⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 250.

d'aide » au sens du point 250 des LDAEE 2014. En conséquence, elle a demandé aux autorités françaises de mettre ce régime d'aide en conformité avec les LDAEE 2014.

1132. La notion de « modification » renvoie aux dispositions de l'article 1, point c), du règlement (CE) n° 659/1999, devenu l'article 1, point c), du règlement (UE) 2015/1589 du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du TFUE, aux termes duquel on entend par « aide nouvelle » *« toute aide, c'est-à-dire tout régime d'aides ou toute aide individuelle, qui n'est pas une aide existante, y compris toute modification d'une aide existante »*. Toutefois, selon l'article 4 du règlement (CE) n° 794/2004 de la Commission du 21 avril 2004, portant application du règlement n° 659/1999, *« aux fins de l'article 1^{er}, point c), du règlement (CE) n° 659/1999, on entend par modification d'une aide existante tout changement autre que les modifications de caractère purement formel ou administratif qui ne sont pas de nature à influencer l'évaluation de la compatibilité de la mesure d'aide avec le marché commun (...) »*. Toute modification d'une aide existante ne constitue donc pas une aide nouvelle, mais seulement les « modifications substantielles »⁹²⁵.

1133. La lecture de l'article 4 du règlement (CE) n° 794/2004 de la Commission du 21 avril 2004 semble impliquer que le critère prépondérant pour distinguer les « modifications substantielles » des « modifications de caractère purement formel ou administratif » est celui de l'évolution du montant de l'aide versée. En effet, cet article précise expressément qu'« *une augmentation du budget initial d'un régime d'aides existant n'excédant pas 20 % n'est pas considérée comme une modification de l'aide existante* ». En cohérence avec cette interprétation, la Cour a d'ailleurs indiqué que *« si l'article 88, paragraphe 3, CE assimile les modifications des aides existantes à des aides nouvelles, c'est dans le but d'éviter que les Etats puissent contourner l'obligation de notifier ces dernières en arrivant au même résultat par le biais d'une extension de la portée d'un régime qui est déjà entré en vigueur »*⁹²⁶. Sont donc considérées comme des aides nouvelles la modification de la durée d'une aide existante⁹²⁷ ou l'évolution importante du budget alloué⁹²⁸. La Commission a précisé ce point, en indiquant qu'une modification substantielle signifie *« que les éléments constitutifs du système doivent avoir été modifiés, comme ce serait le cas par exemple si les buts poursuivis, la base imposable, les personnes ou organismes concernés ou, en général, la source de financement étaient modifiés »*⁹²⁹.

⁹²⁵ Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 62.

⁹²⁶ Tribunal UE, 16 décembre 2010, *Pays-Bas c/ Commission*, T-231/06 et T-237/06, point 178.

⁹²⁷ Voir en ce sens : CJUE, 4 décembre 2013, *Commission c/ Conseil*, C-111/10, point 58 ; CJUE, 4 décembre 2013, *Commission c/ Conseil*, C-121/10, point 59.

Diputacion Foral de Alava c/ Commission, T-127/99, T-129/99 et T-148/99, point 175.

⁹²⁸ Voir en ce sens : CJUE, 20 mai 2010, *Todaro Nunziatina & C.*, C-138/09, point 50.

⁹²⁹ Décision de la Commission du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide C 38/09, point 50.

1134. Cependant, ni le fonctionnement du dispositif de soutien, ni le périmètre des bénéficiaires de l'aide, ni le montant du tarif d'achat tel qu'il résulte de l'arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre, n'ont été modifiés par la réforme de la fiscalité énergétique résultant de la loi de finances rectificative pour 2015. Le budget de l'aide n'a pas non plus sensiblement varié, dès lors que cette réforme ne modifiait pas le principe selon lequel il correspond à la compensation intégrale des charges imputables aux missions de service public supportées par les acheteurs obligés, charges qui correspondent à la différence entre le prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable et le coût évité par les acheteurs obligés.

1135. Compte tenu de ces éléments, c'est nécessairement en raison d'une « modification substantielle » du fonctionnement de la CSPE, en tant qu'elle finance le régime d'aide à la production d'électricité éolienne, que la Commission a conclu à la nécessité de qualifier celui-ci d' « aide nouvelle ».

b) Des implications aux conséquences controversées

1136. Cette analyse des conclusions de la Commission pose la question de la dissociabilité de la réforme de la CSPE introduite par la loi de finances rectificative pour 2015, étant supposé qu'elle constituait une « modification substantielle », d'avec le régime d'aide à la production d'électricité éolienne. Ces conclusions ont en effet potentiellement d'importantes implications quant à l'évaluation de l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

1137. La Cour distingue, parmi les « modifications substantielles », l'hypothèse où la modification d'un régime d'aide existant constitue en elle-même une aide nouvelle, sans affecter l'aide existante, de l'hypothèse où la modification d'un régime d'aide existant affecte celui-ci dans sa substance, et amène donc à la qualifier lui-même d'aide nouvelle⁹³⁰. Dans le premier cas, seule la modification doit être notifiée, tandis que le régime d'aide modifié doit l'être dans le second cas. La Cour a ainsi jugé qu'une modification d'un régime d'aide n'entraîne la qualification de celui-ci de « régime d'aide nouveau » que lorsqu'elle l'affecte dans sa substance⁹³¹.

⁹³⁰ Tribunal UE, 30 avril 2002, *Government of Gibraltar c/ Commission*, T-195/01 et T-207/01, point 109 ; Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 63.

⁹³¹ Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 63.

1138. La jurisprudence et la doctrine de la Commission restent peu claires sur la manière d'évaluer le caractère dissociable d'une modification substantielle par rapport à un régime d'aide.

1139. Tout au plus, la Cour a-t-elle indiqué qu'une modification n'affecte pas le régime initial dans sa substance même lorsque l'élément nouveau est « *clairement détachable du régime initial* »⁹³². La Commission a interprété la jurisprudence de la Cour relative à ce point en considérant, d'une part, que « *les ajustements qui n'affectent pas l'évaluation de la compatibilité de la mesure n'affectent pas non plus la substance de l'aide* », et, d'autre part, que « *si une modification affecte la substance d'un régime, mais dans une mesure telle qu'une nouvelle évaluation des autres éléments de ce régime n'est pas requise, elle peut faire l'objet d'une évaluation indépendante, sans faire référence aux autres éléments du régime. Dans ce cas, l'obligation de notification et d'examen de la part de la Commission s'applique uniquement à la modification* »⁹³³. Cette interprétation a ensuite été validée par la Cour⁹³⁴.

1140. Cette interprétation reste elle-même peu précise, et les décisions de la Commission apportent peu de clarifications. Ainsi, dans sa décision du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide en faveur de l'organisme public espagnol de radiodiffusion, la Commission ne tranche-t-elle pas nettement cette question, ce que souligne le Tribunal⁹³⁵. Cette absence de clarté a ainsi amené le Tribunal à analyser longuement ses termes afin d'en dégager le sens, pour conclure seulement que la Commission « n'a pas constaté » que les modifications litigieuses constituaient une aide nouvelle dissociable du régime d'aide en cause⁹³⁶.

1141. Toutefois, l'affirmation de la Commission, corroborée par la Cour, indiquant que sont dissociables « *les ajustements qui n'affectent pas l'évaluation de la compatibilité de la mesure* »⁹³⁷, a d'importantes conséquences. Cette affirmation semble à première vue tautologique, puisque c'est précisément le caractère non dissociable d'une modification substantielle qui a pour conséquence que l'aide existante est qualifiée d'aide nouvelle et doit à ce titre être notifiée à nouveau. Elle implique cependant que, en l'absence d'un lien d'affectation contraignant entre une taxe et l'aide financée par elle, le mode de financement est dissociable du régime d'aide, ou inversement qu'il doit exister un « lien d'affectation contraignant » entre la taxe et l'aide pour que la modification substantielle du mode de financement amène à qualifier l'aide en cause « d'aide nouvelle ». En effet, c'est sous cette

⁹³² Tribunal UE, 30 avril 2002, *Government of Gibraltar c/ Commission*, T-195/01 et T-207/01, points 109 à 111 ; Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 63

⁹³³ Décision de la Commission du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide C 38/09, point 52.

⁹³⁴ Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 70.

⁹³⁵ *Ibid.*, point 81.

⁹³⁶ *Ibid.*, points 71 à 82.

⁹³⁷ Décision de la Commission du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide C 38/09, point 52.

condition que le mode de financement d'une aide d'Etat fait partie intégrante de l'aide elle-même, avec pour conséquence d'influencer directement l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché intérieur⁹³⁸. Il existe donc un rapport d'identité entre, d'un côté, l'existence d'un « lien d'affectation contraignant » entre une taxe et l'aide qu'elle finance et, de l'autre côté, l'absence de dissociabilité entre une réforme de ladite taxe et l'aide en cause.

1142. Étant donné ce rapport d'identité, le fait que la Commission estime que la « modification substantielle » de la réforme de la CSPE effectuée par la loi de finances rectificative pour 2015 était indissociable du régime d'aide à la production d'électricité éolienne semble impliquer l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

1143. Une telle conséquence entre cependant en contradiction avec l'analyse des conditions substantielles d'un lien d'affectation contraignant faite par le Conseil d'Etat, qui, comme il l'a été développé plus haut, a estimé qu'aucun lien d'affectation contraignant d'unissait la CSPE et les régimes d'aides aux énergies renouvelables⁹³⁹.

1144. En revanche, cette conclusion serait cohérente avec l'une des interprétations possibles de la décision de la Commission de validation du régime d'aide à la production d'électricité éolienne français du 27 mars 2014, interprétation de nature à remettre en cause l'avis du Conseil d'Etat en la matière.

1145. Par sa décision du 28 mai 2014, le Conseil d'Etat, suite à l'arrêt de la Cour de justice du 19 décembre 2013⁹⁴⁰ qualifiant d'aide d'Etat le mécanisme de soutien français à la production d'électricité d'origine éolienne, a tiré les conséquences de la non-notification des arrêtés du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et du 23 décembre 2008 le complétant, et les a annulés⁹⁴¹. Le Gouvernement français a ensuite notifié à la Commission un régime d'aide similaire⁹⁴², validé par la Commission dans une décision du 27 mars 2014⁹⁴³. Or, cette décision, bien qu'elle ne tranche pas la question de la nature du lien unissant la CSPE à cette aide d'Etat, a des implications potentielles qui ont donné lieu à un certain nombre de réflexions. La Commission européenne a en effet examiné ensemble le régime d'aides à la production d'électricité renouvelable et la CSPE, avant de décider « *sur la base de l'appréciation qui précède, de considérer cette aide comme compatible avec le traité sur le*

⁹³⁸ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 99.

⁹³⁹ Avis CE, 22 juillet 2015, *Praxair*, n° 388853.

⁹⁴⁰ CJUE, 19 décembre 2013, *Vent de colère*, C-262/12.

⁹⁴¹ CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 324852.

⁹⁴² Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre.

⁹⁴³ Décision de la Commission, 27 mars 2014, Aide d'Etat SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN).

fonctionnement de l'Union européenne »⁹⁴⁴. Comme le soulignait Maitrot de la Motte, deux interprétations de cette décision relativement au lien unissant la CSPE et l'aide d'Etat validée sont possibles⁹⁴⁵.

1146. Une première lecture consiste à considérer que, dès lors qu'elle a inclus la CSPE dans l'analyse qu'elle a menée pour conclure à la compatibilité du régime d'aides qu'elle finance, la Commission européenne a nécessairement estimé qu'il existait un « lien d'affectation contraignant » entre la CSPE et les aides qu'elle finance. En effet, selon les termes de la jurisprudence de la Cour de justice, un tel lien est la précisément la condition « *pour qu'une taxe puisse être considérée comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide* » et « *influence l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun* »⁹⁴⁶.

Une seconde lecture, présentant l'intérêt d'être cohérente avec l'avis du Conseil d'Etat du 22 juillet 2015 rendu dans l'affaire *Praxair*, consiste à considérer que, bien qu'elle ait pris en compte le fonctionnement de la CSPE dans l'examen de la compatibilité du régime d'aides notifié, la Commission européenne a néanmoins implicitement estimé que la CSPE et ces aides n'étaient unies par aucun lien d'affectation contraignant.

1147. La circonstance que la Commission estime que la « modification substantielle » de la réforme de la CSPE effectuée par la loi de finances rectificative pour 2015 était indissociable du régime d'aide à la production d'électricité éolienne amène donc à reconsidérer sa décision du 27 mars 2014. La seule lecture cohérente semble en effet être celle selon laquelle c'est en raison de l'existence d'un « lien d'affectation contraignant » entre la CSPE et les aides qu'elle finance que la Commission a inclus la CSPE dans son analyse du régime d'aide⁹⁴⁷.

1148. Cependant, l'hypothèse doit aussi être envisagée que l'analyse de la Commission suivant laquelle la « modification substantielle » de la réforme de la CSPE effectuée par la loi de finances rectificative pour 2015 était indissociable du régime d'aide à la production d'électricité éolienne ait été guidée essentiellement par des considérations de politique économique, en vue d'accélérer la mise en conformité de l'ensemble des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables français avec l'encadrement établi par les LDAEE 2014. Plusieurs éléments semblent aller dans ce sens.

⁹⁴⁴ Décision de la Commission, 27 mars 2014, Aide d'Etat n° SA.36511, C(2014) 1315 final.

⁹⁴⁵ Maitrot de la Motte (A), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Et Lux Fuit ? », *Revue de droit fiscal*, n° 43-44, 22 octobre 2015, comm. 653.

⁹⁴⁶ CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07, point 99.

⁹⁴⁷ Maitrot de la Motte (A), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Et Lux Fuit ? », *Revue de droit fiscal*, n° 43-44, 22 octobre 2015, comm. 653.

1149. Tout d'abord, la qualification de la réforme du fonctionnement de la CSPE opérée par la loi de finances rectificative pour 2015, en tant qu'elle touche au mode de financement du régime d'aide à la production d'électricité éolienne, de « modification substantielle » peut faire l'objet d'un certain nombre d'objections.

1150. S'il est vrai que cette réforme de la fiscalité énergétique comporte le remplacement du plafonnement de la CSPE en faveur des plus gros consommateurs d'électricité et des entreprises électro-intensives par un mécanisme de taux réduits, ces modifications sont cependant clairement distinctes des régimes d'aide aux énergies renouvelables, comme l'a souligné la Commission dans sa décision du 27 mars 2014⁹⁴⁸. L'aide en faveur des bénéficiaires du plafonnement de la CSPE constitue une aide d'Etat distincte, notifié à ce titre à la Commission européenne et validé par elle⁹⁴⁹. Cet aspect de la réforme de la CSPE ne peut donc manifestement pas être qualifié de modification du régime de soutien à la production d'électricité éolienne.

1151. Les aspects de la réforme de la CSPE pertinents pour analyser l'avis de la Commission comprennent donc uniquement la fusion de la CSPE et de la TICFE au sein de la « CSPE nouvelle », à des fins de rationalisation, et la budgétisation des charges de service public de l'énergie dans le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », modifications qui semblent ne constituer que des aménagements administratifs et techniques. Tel était d'ailleurs l'opinion du législateur. L'exposé des motifs du projet de loi de finances rectificative pour l'année 2015 souligne ainsi que « *ces modifications des circuits de financement de cette politique publique ne modifient en rien les dispositifs d'intervention adoptés en la matière* »⁹⁵⁰.

1152. La Commission a, dans certains cas, pu qualifier de « modifications substantielles » des réformes de financement de régimes d'aides, mais ces analogies présentent rapidement des limites. Ainsi, dans une affaire aux caractéristiques proches, portant sur la réforme du mode de financement du régime d'aide à l'organisme public de radiodiffusion et de télédiffusion espagnol, la RTVE, la Commission avait estimé que le passage d'un régime de financement mixte de la RTVE à un régime de financement quasi uniquement public, ainsi que la forte augmentation du montant de l'aide ainsi apportée, constituaient une modification substantielle de ce régime de financement, et donc une aide nouvelle⁹⁵¹. En l'espèce le Gouvernement espagnol avait supprimé certaines sources de recettes commerciales et les avait remplacées par l'affectation partielle de trois taxes, dont deux introduites à cette fin.

⁹⁴⁸ Décision de la Commission du 27 mars 2014, Aide d'Etat SA.36511 (2014/C).

⁹⁴⁹ Décision de la Commission du 11 août 2016, Aide d'Etat SA.43468 (2016/NN).

⁹⁵⁰ Projet de loi de finances rectificative pour 2015, p. 63.

⁹⁵¹ Décision de la Commission du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide C 38/09, point 50.

Cependant, l'élément déterminant du raisonnement de la Commission dans cette affaire, à savoir le passage d'un financement lié aux recettes commerciales, qui ne constituent donc pas une aide, à un financement par des taxes, est absent de la réforme du financement du régime d'aide à la production d'électricité éolienne.

1153. L'analyse de la Commission impliquerait donc qu'une simple « modification des circuits de financement » affectant les modalités de perception d'une taxe et de son affectation, qui ne modifie pas le caractère public ou privé du financement du régime d'aide, pourrait donc être qualifiée de « substantielle ». Or, une telle interprétation constituerait une extension notable de cette notion, de nature à permettre une telle qualification d'un nombre très important de réformes fiscales.

1154. Ensuite, cette analyse de la Commission implique une indissociabilité entre la « modification substantielle » constituée par la réforme des modalités de perception et d'affectation de la CSPE et le régime d'aide à la production d'électricité éolienne, permettant de qualifier celui-ci d'« aide nouvelle ». Or, cette conclusion est directement contraire au raisonnement adopté par la Commission devant le Tribunal de l'Union européenne dans l'affaire *Telefonica de Espana et Telefonica Móviles España*. Dans cette affaire, considérant que « *seules des modifications affectant la substance, c'est-à-dire le fonctionnement intrinsèque d'un régime existant, seraient indissociables de celui-ci* », la Commission a en effet défendu la position selon laquelle les modifications litigieuses, à savoir la suppression de certaines sources de recettes commerciales et leur remplacement par l'affectation partielle de trois taxes, étaient dissociables du régime existant. Elle s'appuyait dans cette affaire sur le fait que ces modifications n'avaient affecté ni l'évaluation des autres éléments de l'aide ni le fonctionnement intrinsèque du régime existant⁹⁵².

1155. Les conclusions adoptées par la Commission dans ses échanges avec le Gouvernement français suite à la réforme de la CSPE ont ainsi pour conséquence une incertitude théorique majeure sur deux points, le contenu de la notion de « lien d'affectation contraignant » et le contenu de la notion de modification affectant la substance d'un régime existant. Elles créent également, de manière plus pratique, une incertitude quant à l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable financés par elle jusqu'à la réforme de la loi de finances rectificative pour 2015, avec des implications économiques potentiellement très importantes.

1156. Ces incertitudes se fondent cependant sur une analyse de la Commission qui n'a encore donné lieu à aucun acte formel, le Gouvernement français ayant fait le choix de notifier un nouveau régime de soutien à la production d'électricité éolienne conforme aux dispositions des LDAEE 2014 dès le stade de ces discussions informelles avec la

⁹⁵² Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11, point 58.

Commission. Ainsi, l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent a abrogé l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014 et a mis en place un régime de soutien transitoire, conforme aux règles des LDAEE 2014 entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, relatives aux modes de fonctionnement des aides. Puis l'arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent a établi un mécanisme de soutien pérenne, conforme aux règles des LDAEE 2014 entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017, relatives aux modes d'attribution des aides.

1157. En définitive, l'examen de la jurisprudence de la Cour de justice montre une clarification des conditions de qualification d'aides d'Etat des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, qui aboutit à qualifier comme tel l'ensemble des régimes d'aide mis en place en France depuis l'organisation de leur financement au moyen de la CSPE. En conséquence, l'obligation de notification des régimes de soutien mis en place ne fait aujourd'hui plus de doute. En revanche, si la jurisprudence permet de clarifier la notion de lien d'affectation contraignant, la pratique administrative de la Commission laisse peser une certaine incertitude sur les conclusions qu'il faut en tirer quant à la qualification du lien qui unit la CSPE aux régimes d'aides qu'elle finançait.

Conclusion du chapitre I

1158. À partir du début des années 2000, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ont été mis en place par les Etats membres, conformément à la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, dans un cadre juridique communautaire dont l'interprétation n'avait pas été encore fixée sur des points essentiels pour la compatibilité de ces régimes avec le droit primaire de l'Union européenne.

1159. La manière dont la Cour de justice a progressivement tranché les différentes questions qui se sont posées au fur et à mesure de la mise en place de ces mécanismes de soutien montre une volonté constante de celle-ci d'assurer l'effectivité de la politique de développement des énergies renouvelables voulue par le législateur communautaire, tout en maintenant la protection du marché intérieur assurée par les dispositions du traité relatives à la libre circulation des marchandises et aux aides d'Etat. Cette politique jurisprudentielle de la Cour de justice a ainsi permis d'assurer le maintien du soutien à la production d'électricité renouvelable malgré un cadre juridique institué dans un contexte étranger à cette préoccupation.

1160. Ainsi semble devoir s'analyser la jurisprudence développée par la Cour de justice relativement à la compatibilité des mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable territorialement limités au regard de l'article 34 TFUE, par laquelle elle a certes admis la possibilité de justifier une entrave à la libre circulation des marchandises par l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, mais en évitant de remettre en cause formellement l'équilibre institué par le traité entre l'objectif de protection de l'environnement et le principe de libre circulation des marchandises, fut-ce au prix du recours à une approche « confusionniste » des modes de justification des entraves à la libre circulation.

1161. De même, ayant été amenée à qualifier les mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable de régimes d'aides, la Cour a développé une jurisprudence permettant au juge français d'écarter, jusqu'à présent, la caractérisation d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et ces mécanismes de soutien, évitant ainsi que le contentieux lié à la légalité de la CSPE n'affecte, sur un plan économique, la poursuite de la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable. Une certaine incertitude pèse cependant sur ces conclusions, compte tenu de la pratique administrative récente de la Commission.

Chapitre II : Des mécanismes remis en cause par l'encadrement des aides d'Etat

1162. Si l'évolution jurisprudentielle a levé certains risques d'incompatibilité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable avec le droit primaire, elle ne représente qu'un aspect de la question plus générale de leur compatibilité avec le droit de l'Union européenne. Un autre aspect essentiel est constitué par le contrôle de compatibilité des aides avec le marché intérieur qu'exerce la Commission en vertu des articles 107 et 108 TFUE. Aux termes de ces dispositions en effet, les aides d'Etat sont en principe incompatibles avec le marché intérieur, sauf à être considérées comme compatibles aux titres de certains motifs énumérés par l'article 107 TFUE, notamment, suivant son paragraphe 3, c), lorsqu'elles sont « *destinées à faciliter le développement de certaines activités (...), quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* ».

1163. En pratique, la Commission encadre l'appréciation qu'elle fait des aides d'Etat qui lui sont notifiées en recourant à divers « actes atypiques », notamment les « lignes directrices ». Or, il résulte de la conjonction de la jurisprudence de la Cour de justice relative à ces « actes atypiques » et de l'usage qu'en fait la Commission une véritable force contraignante de leurs dispositions à l'égard des Etats membres. Dès lors qu'ils sont qualifiés d'aides d'Etat, la compatibilité des mécanismes de soutien avec le marché intérieur est donc étroitement dépendante des dispositions de ces lignes directrices, qui constituent ainsi un instrument d'encadrement de la pratique des Etats membres en ce domaine.

1164. La période récente montre une évolution importante de l'usage que fait la Commission de cet instrument juridique. En effet, les LDAEE 2014 sont caractérisées par une très grande précision des conditions que la Commission impose aux mécanismes de soutien qui lui sont notifiés, à la différence des lignes directrices antérieures. Ces nouvelles lignes directrices représentent ainsi un tournant dans la pratique administrative de la Commission (Section I).

1165. La précision des caractéristiques des mécanismes de soutien imposées à travers les LDAEE 2014 et la pratique récente de la Commission traduisent une volonté de cette dernière d'encadrer étroitement les politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables. Cette évolution apparaît sous-tendue par un projet de politique économique, dont le principe remet en cause l'équilibre du régime des mécanismes de soutien issu de la LTECV (Section II).

Section I : Une pratique de la Commission en mutation

1166. La discussion et la mise en œuvre des dispositions de la LTECV portant sur la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables se sont faites dans un cadre juridique déterminé par les règles des LDAEE 2014, dont les premières devaient entrer en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2016. Cette force contraignante des LDAEE 2014, qui s'est imposée aux pouvoirs publics dans la mise en place de la transition énergétique, contraste avec leur fondement juridique. En effet, cet instrument s'appuie sur la compétence donnée à la Commission par l'article 108, paragraphes 1 et 3, TFUE de contrôler la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur, dont il a formellement pour objet d'encadrer l'exercice en vue d'assurer une certaine sécurité juridique aux Etats membres.

1167. En pratique, cependant, la Commission a eu recours aux lignes directrices successives applicables aux aides d'Etat aux énergies renouvelables de manière à imposer le respect de certaines conditions aux régimes d'aides mis en place par les Etats membres. Cet écart entre le fondement textuel et l'effet produit ne se comprend pas sans le cadre juridique d'origine jurisprudentiel qui régit la portée juridique de ces « actes atypiques » et leur confère une force contraignante potentiellement très importante sur les mesures d'aides des Etats membres (I).

1168. Toutefois, les LDAEE 2014 marquent une rupture dans cette pratique de la Commission. Il résulte en effet du degré de précision des dispositions des LDAEE 2014 que leur effet s'assimile à une obligation de conformité aux conditions d'octroi et de fonctionnement des aides fixées par la Commission. Ainsi, l'évolution de l'usage que fait la Commission des lignes directrices relatives aux aides aux énergies renouvelables les rapproche d'un instrument d'encadrement, voire d'harmonisation, des politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable (II).

I/ Une évolution appuyée sur la force contraignante des lignes directrices

1169. Le principe posé l'article 107, paragraphe 1, TFUE, est l'interdiction des aides d'Etat. Toutefois, aux termes de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité, la Commission peut considérer comme compatibles avec le marché intérieur des aides d'Etat destinées à faciliter le développement de certaines activités économiques dans l'Union européenne « *quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* ».

1170. Sur ce fondement, la Cour de justice a admis la possibilité pour la Commission d'adopter des actes d'encadrement de sa pratique du contrôle des aides d'Etat, même non prévus par le droit primaire (A), donnant ainsi les moyens à la Commission de développer une

« quasi-harmonisation »⁹⁵³ dans le domaine des politiques de soutien aux énergies renouvelables (B).

A/ Une pratique des lignes directrices validée par la Cour de justice

1171. L'usage de la Commission d'encadrer l'examen de conformité des mesures d'aide qui lui sont notifiées sur le fondement de l'article 108 TFUE par des « lignes directrices » n'est pas prévu par les dispositions du traité de Lisbonne, ni par celles des traités qui l'ont précédé. Cette forme d'« acte atypique », qui tire son origine de la pratique de la Commission (1), a cependant été validée et encadrée par la jurisprudence de la Cour de justice (2).

1) Une forme d'acte atypique issue de la pratique de la Commission européenne

a) Une pratique expliquée par des raisons historiques

1172. Conformément au règlement d'habilitation 994/98⁹⁵⁴, adopté tardivement dans la mesure où la possibilité de son adoption avait été ouverte dès le traité de Rome⁹⁵⁵, la Commission peut, par voie de règlements, déclarer certaines catégories d'aides explicitement énumérées, dont notamment les « aides pour la protection de l'environnement », compatibles avec le marché intérieur et non soumises à l'obligation de notification prévue par l'article 107, paragraphe 3, TFUE.

1173. L'utilisation de cet instrument dans le domaine des aides aux énergies renouvelables a pourtant été très tardive. Les aides pour la protection de l'environnement, dont les « aides environnementales en faveur des investissements dans la promotion de l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables », n'ont été intégrées dans le règlement général d'exemption par catégorie (RGEC) qu'en 2008⁹⁵⁶. De même, les aides au

⁹⁵³ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse de doctorat en droit public, Université de Lorraine, 2013.

⁹⁵⁴ Règlement (CE) n° 994/98 du Conseil, du 7 mai 1998, sur l'application des articles 87 (ex-article 92) et 88 (ex-article 93) du traité instituant la Communauté européenne à certaines catégories d'aides d'Etat horizontales.

⁹⁵⁵ TCEE, article 57.

⁹⁵⁶ Règlement (CE) n° 800/2008 de la Commission du 6 août 2008 déclarant certaines catégories d'aide compatibles avec le marché commun en application des articles 87 et 88 du traité, article 23.

fonctionnement en faveur de la promotion de l'électricité produite à partir de sources renouvelables n'y ont été intégrées que dans le RGEC du 17 juin 2014⁹⁵⁷.

1174. En l'absence de la possibilité d'exercer un pouvoir délégué d'adoption d'actes généraux d'exemption avant 1988, la Commission a eu recours à l'adoption « d'actes atypiques », c'est-à-dire d'actes non prévus par la nomenclature de l'article 288 TFUE, pour exercer un pouvoir d'encadrement en vue de réduire l'insécurité juridique liée à la généralité de la rédaction de l'article 107, paragraphe 3, TFUE. Elle a ainsi adopté de sa propre initiative une série d'« d'encadrements » puis de « lignes directrices ». Dans les domaines de l'environnement et de l'énergie, le premier « Encadrement communautaire des aides d'Etat en faveur de l'environnement » a été adopté en 1974⁹⁵⁸, puis reconduit en 1980⁹⁵⁹ et 1987⁹⁶⁰, avant d'être remplacé par l'Encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement de 2001⁹⁶¹.

1175. Malgré l'intégration en 2008 de la catégorie des aides à l'investissement en faveur des énergies renouvelables dans les RGEC⁹⁶², la Commission a fait le choix de poursuivre sa pratique des lignes directrices en la matière, en adoptant les LDEE 2008⁹⁶³, mettant ainsi en place une dualité d'actes. Le parallélisme a été encore renforcé en 2014 par l'intégration dans le RGEC du 17 juin 2014 des « aides au fonctionnement en faveur de la promotion de l'électricité produite à partir de sources renouvelables », parallèlement à l'adoption des LDAEE 2014⁹⁶⁴. Les RGEC et les lignes directrices comprennent donc désormais chacun les aides à l'investissement et les aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables.

b) Des usages spécifiques des lignes directrices et des RGEC distingués progressivement

⁹⁵⁷ Règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014 déclarant certaines catégories d'aides compatibles avec le marché intérieur en application des articles 107 et 108 du traité, article 42.

⁹⁵⁸ Communication de la Commission du 6 novembre 1974, Lettre de la Commission aux Etats membres S/74/38887.

⁹⁵⁹ Lettre aux Etats membres (SG(80) D/8287) du 7 juillet 1980, in X^e rapport sur la politique de concurrence, 1980, § 226.

⁹⁶⁰ Lettre aux Etats membres (SG(87) D/3795) du 23 mars 1987, in XVI^e rapport sur la politique de concurrence, 1986, § 259.

⁹⁶¹ Encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement, (2001/C 37/03).

⁹⁶² Règlement n° 800/2008 de la Commission du 6 août 2008.

⁹⁶³ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01).

⁹⁶⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01).

1176. Le parallélisme entretenu par la Commission dans la distribution des mesures d'aides aux énergies renouvelables entre le RGEC et les lignes directrices pose donc la question du principe qui ordonne l'économie de cette répartition.

1177. Ce principe semble être l'impact des mesures notifiées sur l'intégration du secteur considéré. En effet, le parallélisme est d'autant plus important dans le domaine environnemental et énergétique que la répartition des aides entre les deux types d'actes se fait non en fonction de la nature des aides mais en fonction de leurs montants. L'ensemble des dispositifs compris dans les lignes directrices sont ainsi également présents dans le RGEC, mais en n'étant autorisés sur ce fondement que jusqu'à un certain montant. De ce fait, les mécanismes de soutien mis en place par les Etats membres tombent généralement dans le champ d'application des règles fixées par les lignes directrices. Ce modèle de répartition fait donc apparaître les dispositions du RGEC relatives à la promotion des énergies renouvelables « *presque comme un appendice, une forme d'extension des lignes directrices, lesquelles contiennent encore l'essentiel du régime des aides d'Etat à l'environnement* »⁹⁶⁵.

1178. Par ailleurs, les compétences de la Commission relatives à chacun de ces deux types d'actes sont différemment étendues. Les RGEC, étant des règlements au sens de l'article 288 TFUE, sont d'effet direct. Il s'ensuit que si la Commission a compétence pour déterminer le champ des aides couvert par cet acte, en revanche elle perd ensuite la compétence de contrôler la conformité de ces aides au regard de l'article 107 TFUE, puisque toute aide répondant aux conditions du RGEC est réputée compatible avec le marché intérieur. L'inclusion des aides dans ce règlement répond donc à un jugement d'opportunité de la part de la Commission, qui se fonde, selon ses propres termes, sur l'expérience suffisante dans l'application des articles 107 et 108 du traité qu'elle a acquise dans certains domaines⁹⁶⁶. L'adoption des RGEC permet ainsi à la Commission de se décharger de l'examen des aides « de routine », dont la compatibilité, sous réserve de certaines conditions, ne fait pas de doute, afin de pouvoir se concentrer sur les aides ayant un plus fort impact⁹⁶⁷, notamment celles touchant les secteurs récemment libéralisés⁹⁶⁸.

2) Une pratique administrative validée par la jurisprudence

⁹⁶⁵ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse de doctorat en droit public, Université de Lorraine, 2013, p. 382.

⁹⁶⁶ Règlement n° 800/2008 de la Commission du 6 août 2008, considérant 3.

⁹⁶⁷ Karpenschif (M), « Le RGEC : nouveau départ pour le droit des aides d'Etat ? », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 5-6, 26 janvier 2009, p. 2023.

⁹⁶⁸ Cini (M), « From Soft Law to Hard Law ? : Discretion and Rule-making in the Commission's State Aid Regime », European University Institute working papers, n° 2000/35, 2000.

a) Une validation jurisprudentielle des lignes directrices limitant leur force contraignante

1179. Les lignes directrices sont des actes non prévus par la nomenclature de l'article 288 du traité, dont l'existence résulte d'une initiative de la Commission seule. La Cour de justice a cependant consacré leur légalité. Elle a ainsi jugé que « *la Commission peut, dans l'exercice des compétences dont elle dispose en vertu des articles 87 CE et 88 CE, arrêter des lignes directrices qui ont pour objet d'indiquer la manière dont elle entend exercer, au titre des mêmes articles, son pouvoir d'appréciation à l'égard d'aides nouvelles ou à l'égard de régimes d'aides existants* »⁹⁶⁹. Les lignes directrices constituent donc une autolimitation du pouvoir discrétionnaire de la Commission⁹⁷⁰, qui s'impose à elle-même de valider les mesures qui lui sont notifiées dès lors qu'elles satisfont à un certain nombre de conditions. Les lignes directrices constituent ainsi une forme d'acte intermédiaire entre les dispositions du traité et les décisions individuelles adoptées par la Commission en applications de ces dispositions. Elles ne modifient pas par elles-mêmes l'ordonnancement juridique du droit de l'Union européenne, dans la mesure où leurs dispositions ne produisent d'effets que par l'application que la Commission en fait dans l'adoption de ses décisions individuelles.

1180. Elles n'en lient pas moins dans une certaine mesure la Commission elle-même. En effet, le juge a tiré les conséquences de la nature de ces actes, en consacrant le principe selon lequel si « *une directive interne n'est pas une règle de droit que l'Administration est tenue d'observer, elle énonce toutefois une règle de conduite indicative de la pratique à suivre, dont l'Administration ne peut s'écarter sans donner les raisons qui l'y ont amenée, sous peine d'enfreindre les principes de l'égalité de traitement* »⁹⁷¹, principe applicable aux lignes directrices de la Commission⁹⁷². Le juge considère donc que les règles qui y sont définies s'imposent à la Commission, pour autant qu'elles ne soient pas contraires au traité, et lui sont opposables⁹⁷³, en partant du principe que l'absence d'application ou la mauvaise application de ces dispositions peut contrevenir aux principes généraux de droit d'égalité ou de confiance légitime⁹⁷⁴.

1181. L'adoption de lignes directrices dans le domaine des aides d'Etat ne crée donc en principe qu'une obligation à la charge de la Commission, et de manière corrélatrice un droit au profit des Etats membres, celui de voir la Commission appliquer sa compétence de contrôle

⁹⁶⁹ CJCE, 18 juin 2002, *Allemagne c/ Commission*, C-242/00, point 27.

⁹⁷⁰ CJUE, 2 décembre 2010, *Holland Malt c/ Commission*, C-464/09 P, point 46.

⁹⁷¹ CJCE, 30 janv. 1974, *Louwage c/ Commission*, 148/73, point 12.

⁹⁷² TPICE, 29 mars 2003, *CMA CGM e.a.*, T-213/00, point 271.

⁹⁷³ CJCE, 13 juin 2002, *Pays-Bas c/ Commission*, C-382/99, point 24.

⁹⁷⁴ CJCE, 28 juin 2005, *Dansk Rorindustri e. a. c/ Commission*, affaires jointes C-189/02 P, C-202/02 P, C-205/02 P à C-208/02 P et C-213/02 P ; CJCE, 11 septembre 2008, *Allemagne e.a. c/ Kronofrance*, C-75/05 P et C- 80/05 P, point 60.

des aides d'Etat conformément aux lignes directrices. Le juge peut donc contrôler la conformité des décisions de la Commission aux règles qui y sont définies⁹⁷⁵.

b) Un apport à la sécurité juridique des Etats membres limité

1182. La sécurité juridique que peuvent apporter les lignes directrices aux Etats membres a cependant deux limites, qui font que celles-ci ne fixent pas un cadre garantissant la compatibilité d'une aide avec le traité, mais seulement des critères établissant des « présomptions légales » de compatibilité⁹⁷⁶.

1183. D'une part, l'obligation de conformité des décisions de la Commission à ses propres lignes directrices n'est pas absolue. La Commission conserve la possibilité de s'écarter dans certains cas des dispositions de ses lignes directrices, sous réserve de motiver ce choix⁹⁷⁷. En effet, la solution inverse aboutirait à la priver du pouvoir discrétionnaire que lui attribue l'article 108 TFUE dans l'examen de la compatibilité des régimes d'aide.

1184. Cette possibilité d'examiner certaines aides hors du cadre générique de compatibilité établi par les lignes directrices est dans certains cas organisée par les lignes directrices elles-mêmes. Ainsi, les LDEE 2008 prévoyaient que certaines aides plus sensibles, même octroyées dans le cadre de régimes autorisés, devaient être notifiées individuellement afin de faire l'objet d'une appréciation de compatibilité avec le marché intérieur « plus détaillée »⁹⁷⁸. Sans aller jusqu'à fixer un cadre d'une précision telle que son strict respect permette aux Etats membres de s'assurer une décision positive, la Commission y indiquait les éléments qu'elle prendrait en compte dans cet examen approfondi⁹⁷⁹.

1185. D'autre part, si les lignes directrices constituent « une base de référence utile », elles ne lient nullement la Cour, et le juge de l'Union européenne a toute latitude pour évaluer la conformité au traité d'une décision de la Commission dans le cadre de son pouvoir de pleine juridiction⁹⁸⁰. La Cour de justice impose certes au juge de vérifier d'abord si la décision de la Commission reste dans le cadre constitué par les lignes directrices avant d'appliquer le

⁹⁷⁵ TPICE, 14 janvier 2004, *Fleuren Compost c/ Commission*, T-109/01, points 109 à 115 ; CJCE, 8 mai 2008, *Ferriere Nord c/ Commission*, C-49 c/ 05 P, points 77 à 84.

⁹⁷⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 38.

⁹⁷⁷ CJCE, 30 janv. 1974, *Louwage c/ Commission*, 148/73, point 12 ; TPI, 19 mars 2003, *CMA CGM e.a. c/ Commission*, T-213/00, point 271.

⁹⁷⁸ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 160.

⁹⁷⁹ *Ibid.*, points 165 à 188.

⁹⁸⁰ CJCE, 7 mars 2002, *Italie c/ Commission*, C-310/99, point 52.

principe de proportionnalité⁹⁸¹. Elle n'a en revanche pas admis l'argument selon lequel, dans la mesure où les lignes directrices lient la Commission, le juge ne pourrait juger conforme au traité une décision de la Commission contraire à ses propres lignes directrices sans méconnaître les principes de sécurité juridique et de bonne administration⁹⁸².

B/ Une portée juridique aboutissant à une « quasi-harmonisation » des politiques nationales

1186. En principe, les actes atypiques ne lient que l'institution qui les adopte, et n'ont donc pas d'effet contraignant pour les Etats membres⁹⁸³. Cependant, la Cour de justice a admis qu'en matière d'aides d'Etat les lignes directrices de la Commission créent dans certaines circonstances des obligations pour les Etats membres. Compte tenu de la pratique de la Commission en ce domaine, il en résulte une force contraignante réelle pour les Etats membres, qui diffère cependant selon qu'elle s'exerce sur les aides existantes (1) ou les nouvelles mesures d'aide (2).

1) Une portée juridique contraignante à l'égard des mesures existantes

a) Un cadre contraignant de compatibilité établi au moyen des mesures utiles

1187. La portée juridique des lignes directrices sur les mesures existantes est une dimension de leur force contraignante complexe à appréhender. Les lignes directrices peuvent en effet s'appliquer à des mesures qualifiées d'aides qui ont été antérieurement autorisées explicitement ou implicitement par la Commission, à des mesures qui ont été mises en œuvre par un Etat avant son adhésion à l'Union, ou encore à des mesures qui ne constituaient pas des aides lors de leur adoption mais le sont devenues en raison d'une évolution des conditions du marché intérieur⁹⁸⁴. En effet, en raison du processus graduel que constituent l'achèvement et l'approfondissement du marché intérieur, « *certaines mesures qui, au moment de leur mise en œuvre, ne constituaient pas une aide d'Etat, peuvent être devenues une telle aide* »⁹⁸⁵.

⁹⁸¹ CJCE, 18 mai 2006, *Archer Daniels Midland*, C-397/03 P, point 93.

⁹⁸² *Ibid.*, point 92.

⁹⁸³ CJUE, 14 juin 2011, *Pfleiderer*, C-360/09, point 21.

⁹⁸⁴ Règlement (UE) n° 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, article 1, b).

⁹⁸⁵ *Ibid.*, considérant 4.

1188. Afin d'adapter à la réalisation progressive du marché intérieur les interventions étatiques susceptibles d'introduire des distorsions de concurrence, l'article 108, paragraphes 1 et 2, TFUE, prévoit donc que « *la Commission procède avec les Etats membres à l'examen permanent des régimes d'aides existant dans ces Etats* » et « *propose à ceux-ci les mesures utiles exigées par le développement progressif ou le fonctionnement du marché intérieur* » lorsqu'elle estime qu'un régime d'aide existant n'est pas, ou n'est plus, compatible avec celui-ci. Ces « mesures utiles » peuvent consister en des modifications sur le fond des régimes d'aides en question, en l'introduction d'un certain nombre d'exigences procédurales, voire en la suppression des régimes d'aides en question⁹⁸⁶.

1189. Cet examen constant s'appuie sur deux instruments mis en place par le droit dérivé. Tout d'abord, les Etats membres sont tenus de transmettre à la Commission tous les renseignements nécessaires pour l'examen des régimes d'aides existants⁹⁸⁷. Ensuite, la Commission peut, lorsqu'elle a des motifs raisonnables de penser que des aides existantes dans un secteur particulier et dans plusieurs Etats membres ne sont pas ou ne sont plus compatibles avec le marché intérieur, mener une enquête dans différents Etats membres⁹⁸⁸.

1190. Ces dispositions, ainsi que l'interprétation qu'en a fait la Cour, confèrent à la Commission un pouvoir d'encadrement très important.

1191. D'une part, la Cour de justice a reconnu une certaine force contraignante sur les Etats membres des lignes directrices de la Commission adoptées dans le domaine des aides d'Etat dans le cas où ceux-ci formalisent leur acceptation. La Cour a ainsi jugé qu'il résulte de l'obligation de coopération, impliquée par les termes de l'article 108, paragraphe 1, TFUE, ainsi que de l'acceptation par l'Etat membre des règles énoncées dans les lignes directrices, que celui-ci est tenu d'appliquer les lignes directrices lorsqu'il adopte une mesure d'aide⁹⁸⁹. Dès lors qu'un Etat membre a formalisé son acceptation, les lignes directrices, y compris les mesures utiles qui y sont proposées, constituent donc « *un cadre de coopération dont ni l'une ni l'autre ne pouvaient s'affranchir unilatéralement* »⁹⁹⁰. Le législateur a intégré ce principe jurisprudentiel dans le droit dérivé, dans le règlement n° 659/1999 du 22 mars 1999, portant modalités d'application de l'article 93 du traité CE⁹⁹¹, puis dans le règlement du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du TFUE⁹⁹², en disposant que « *l'Etat membre est tenu, par cette acceptation, de mettre en œuvre les mesures utiles* ».

⁹⁸⁶ *Ibid.*, article 22.

⁹⁸⁷ *Ibid.*, article 21.

⁹⁸⁸ *Ibid.*, article 25.

⁹⁸⁹ CJCE, 15 octobre 1996, *Ijssel-Vliet*, C-311/94, point 44.

⁹⁹⁰ *Ibid.*, point 41.

⁹⁹¹ Règlement (CE) n° 659/1999 du Conseil, du 22 mars 1999, portant modalités d'application de l'article 93 du traité CE (JO L 83, p. 1), article 19.

⁹⁹² Règlement (UE) n° 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, article 23.

1192 D'autre part, il résulte du règlement n° 2015/1589 que le refus de ces mesures utiles par un Etat membre entraîne l'application de la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, TFUE, aboutissant à la saisine de la Cour⁹⁹³. Or, les coûts économiques résultant de l'incertitude quant à la légalité d'un régime d'aides rendent très improbable cette non-acceptation des mesures utiles.

1193 En pratique, la Commission applique intégralement les dispositions de ses lignes directrices aux régimes d'aides existants, en s'assurant de leur caractère contraignant pour les Etats membres. Sur le fondement de l'article 108, paragraphe 1, TFUE, la Commission propose ainsi aux Etats membres les dispositions des lignes directrices au titre de mesures utiles concernant leurs régimes d'aides existants et, afin de leur conférer une force contraignante systématique, demande aux Etats membres de donner explicitement leur accord inconditionnel sur celles-ci dans un délai de deux mois à compter de la date de publication des lignes directrices au JOUE⁹⁹⁴. En outre, les lignes directrices précisent qu'en l'absence de l'accord explicite d'un Etat membre, la Commission considère que celui-ci ne souscrit pas aux mesures proposées, ce qui lui permet, conformément à l'article 23 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du TFUE, d'enclencher la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, TFUE. Les Etats membres sont de cette manière contraints de formuler leur acceptation des mesures utiles prévues par les lignes directrices, et donc de réformer leurs régimes d'aides existants conformément à celles-ci, sauf à s'engager dans une procédure juridictionnelle devant la Cour de justice.

1194 Il résulte de ce qui précède que toute mesure d'aides existante qui s'écarte du cadre délimité par les lignes directrices est de ce fait même considérée par la Commission comme incompatible avec l'article 107, paragraphe 3, c), TFUE⁹⁹⁵, sans qu'il soit nécessaire d'ouvrir une procédure d'examen individuelle. En effet, les propositions de mesures utiles acceptées par les Etats membres « *sont susceptibles de constituer une prise de position définitive de la Commission sur la compatibilité d'un régime d'aides avec le marché intérieur* »⁹⁹⁶. Suivant la jurisprudence de la Cour de justice, bien que les articles 21 et 22 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du TFUE imposent à la Commission de procéder à un examen individuel de chaque régime d'aides existant pour lequel elle entend proposer des mesures utiles, ni l'article 108, paragraphe 1, TFUE, ni ce règlement, n'interdisent à la Commission « *de formuler de telles propositions en identifiant les régimes d'aides existants concernés par leurs*

⁹⁹³ *Ibid.*, article 23.

⁹⁹⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 251.

⁹⁹⁵ CJUE, 4 décembre 2013, C-117/10, points 66 et 67.

⁹⁹⁶ *Ibid.*, point 89.

caractéristiques, sans les désigner nommément ». En conséquence, la Commission peut « proposer des mesures utiles formulées dans des termes abstraits et généraux applicables à des régimes d'aides existants dans plusieurs Etats membres »⁹⁹⁷.

1195. Les dispositions des lignes directrices fixent donc un cadre que les régimes d'aides existants sont tenus de respecter pour être déclarés conformes à l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, bien que ses conditions soient plus strictes que celles en fonction desquelles ils ont été initialement déclarés conformes. Formalisant les conséquences de ce cadre juridique, les lignes directrices précisent d'ailleurs de manière expresse que « *les Etats membres devraient modifier, si nécessaire, leurs régimes de manière à les mettre en conformité avec les présentes lignes directrices* »⁹⁹⁸.

1196. La Commission module toutefois dans le temps l'applicabilité des mesures utiles proposées. Le principe posé dans les LDAEE 2014 est que les Etats membres devaient, au plus tard le 1^{er} janvier 2016, modifier si nécessaire les régimes existants de manière à les mettre en conformité avec ses dispositions. Toutefois, la Commission admet que cette modification n'intervienne que lorsque les Etats membres les prolongent, les modifient, doivent les notifier à nouveau à l'expiration d'une période de dix ans, ou à l'expiration de la validité de la décision de la Commission⁹⁹⁹.

b) Une force contraignante aux conséquences contentieuses importantes

1197. Le fait que les mesures utiles acceptées par les Etats membres « *sont susceptibles de constituer une prise de position définitive de la Commission sur la compatibilité d'un régime d'aides avec le marché intérieur* » semble impliquer, implicitement mais nécessairement, que la Commission puisse agir contre l'Etat membre qui manque à son obligation de les mettre en œuvre, soit en saisissant directement la Cour de justice, en vertu de l'article 108, paragraphe 2, alinéa 2, TFUE, soit en intentant un recours en manquement sur le fondement de l'article 258 TFUE¹⁰⁰⁰.

1198. En effet, comme le montre l'avocat général Mengozzi, si la Commission était tenue, dans ces circonstances, d'ouvrir la procédure formelle d'examen de compatibilité avec l'article 107, paragraphe 3 TFUE, la violation de l'obligation de mise en œuvre des mesures utiles acceptées prévue à l'article 23, paragraphe 1, du règlement n° 2015/1589 serait

⁹⁹⁷ CJUE, 4 décembre 2013, C-117/10, point 70.

⁹⁹⁸ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 250.

⁹⁹⁹ *Ibid.*, point 250.

¹⁰⁰⁰ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 17 janvier 2013, dans l'affaire C-117/10, points 65 à 68.

assimilée à la non-acceptation des mesures recommandées, ce qui impliquerait que la prise de position de la Commission sur l'incompatibilité du régime en cause ne puisse être considérée comme définitive. Au contraire, si la Commission n'est pas tenue d'ouvrir la procédure formelle d'examen, il faut considérer qu'une proposition de mesures utiles acceptée par un Etat membre produit à l'égard de celui-ci des effets analogues à ceux d'une décision d'incompatibilité adoptée sur la base de l'article 108, paragraphe 2, TFUE. Or la jurisprudence de la Cour, dans la mesure où elle admet la force contraignante pour les Etats membres des mesures utiles acceptées par eux¹⁰⁰¹, va manifestement dans le sens de cette seconde solution. En effet, la Cour a par ailleurs admis le recours en manquement intenté par la Commission contre un Etat membre pour défaut de présentation des rapports annuels relatifs aux régimes d'aide existants prévus par des lignes directrices, en se fondant précisément sur le caractère contraignant des lignes directrices en matière d'aides d'Etat acceptées par un Etat membre¹⁰⁰².

1199. Compte tenu de ces éléments, il semble donc que l'article 23, paragraphe 2, du règlement n° 2015/1589, qui prévoit que la Commission ouvre la procédure formelle d'examen prévue à l'article 108, paragraphe 2, du TFUE dans le cas où un Etat membre « n'accepte pas » les mesures utiles proposées, doive s'entendre en ce sens qu'il vise uniquement le cas de refus initial des mesures utiles proposées, et non le cas du non-respect de mesures utiles déjà acceptées¹⁰⁰³.

Une solution inverse serait contradictoire avec l'économie des mesures utiles instaurée par la jurisprudence, puisqu'elle serait incompatible avec la force contraignante reconnue aux mesures utiles acceptées. En effet, si la seule voie de recours ouverte à la Commission en cas de non-respect des mesures utiles acceptées était la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, TFUE, l'Etat membre réfractaire pourrait pendant la durée de cette procédure continuer à accorder des aides sur la base du régime existant en dépit de l'obligation acceptée par lui de mettre en œuvre les mesures utiles en cause.

2) Une portée juridique contraignante à l'égard des nouvelles mesures

a) Une portée en principe limitée sur les nouvelles mesures

1200. La portée juridique des lignes directrices sur les nouvelles mesures est la dimension la plus évidente de leur impact sur les politiques nationales de promotion des énergies renouvelables. En effet, toute nouvelle mesure de soutien aux énergies renouvelables

¹⁰⁰¹ CJCE, 15 octobre 1996, *Ijssel-Vliet*, C-311/94, point 44 .

¹⁰⁰² CJCE, 12 janvier 2006, *Commission c/ Luxembourg*, C-69/05.

¹⁰⁰³ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 17 janvier 2013, dans l'affaire C-117/10, point 66.

entre potentiellement dans le champ d'application de l'article 107 TFUE et, aux termes de l'article 108, paragraphe 3, TFUE, doit être notifiée à la Commission par l'Etat membre concerné, sauf à ce qu'elle soit présumée conforme au titre du RGEC. Dès lors, celui-ci s'expose à voir la mesure en cause déclarée contraire aux conditions de compatibilité posées par l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, c'est-à-dire notamment le fait que les mesures d'aides « *n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* ».

1201. Relativement à ces mesures d'aides, les lignes directrices établissent, en détaillant les critères de compatibilité appliqués par la Commission, un cadre dans lequel une aide est présumée compatible, mais dont il est en théorie possible de s'écarter, la Commission devant en tout état de cause évaluer la compatibilité du régime notifié avec le marché intérieur. En effet, conformément à l'article 108, paragraphe 3, TFUE, le chapitre II du règlement 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du TFUE impose à la Commission de mener une procédure d'examen spécifique et individuelle de chaque projet de nouvelle mesure d'aide qui lui est notifiée. À l'égard des nouvelles mesures d'aides, les dispositions des lignes directrices « *constituent seulement des règles générales indicatives qui s'imposent à la Commission (...) sans lier les Etats membres* »¹⁰⁰⁴. En revanche, l'article 108, paragraphe 3, TFUE prévoit que, dans l'attente de la décision finale de la Commission, l'Etat membre intéressé ne peut mettre à exécution les mesures projetées.

1202. La Commission ne peut établir des mesures utiles applicables aux nouvelles mesures d'aides, ce qui serait contraire à l'article 108, paragraphe 1, TFUE, qui réserve les mesures utiles aux aides et régimes d'aides existants¹⁰⁰⁵. Elle a cependant tenté d'étendre indirectement la force contraignante des mesures utiles détaillées par ses lignes directrices aux nouvelles mesures d'aide, en développant une doctrine selon laquelle l'acceptation de ces mesures utiles par un Etat membre lui imposerait non seulement de mettre en conformité les régimes d'aides existants avec elles, mais aussi de s'abstenir d'adopter de nouveaux régimes d'aides contraires à ces dispositions durant la période de validité des lignes directrices. Selon la Commission en effet, bien que les lignes directrices ne soient pas des décisions individuelles, elle aurait néanmoins arrêté par ce moyen sa position sur la compatibilité de ces régimes d'aides, en exerçant son pouvoir d'appréciation au moyen des lignes directrices au lieu de le faire dans chaque cas particulier¹⁰⁰⁶.

1203. La Cour a clairement refusé cette interprétation, en rappelant que l'incompatibilité définitive des régimes d'aides qui s'écartent des mesures utiles proposées

¹⁰⁰⁴ CJUE, 4 décembre 2013, C-117/10, point 90.

¹⁰⁰⁵ *Ibid.*, point 71.

¹⁰⁰⁶ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 17 janvier 2013, dans l'affaire C-117/10, point 60.

dans les lignes directrices ne vaut que pour les mesures d'aides existantes, ce qui implique que l'acceptation par un Etat membre des propositions de mesures utiles des lignes directrices ne le prive pas de toute possibilité de solliciter l'autorisation de réintroduire des régimes similaires ou identiques pendant toute la période d'application de ces lignes directrices¹⁰⁰⁷. À proprement parler, il n'est donc pas possible d'affirmer que les LDAEE 2014 « déclarent » incompatibles avec l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, les nouveaux régimes d'aides qui ne respectent pas leurs dispositions¹⁰⁰⁸. En effet, la solution inverse aboutirait à conférer à la Commission une compétence aux effets similaires à ceux des actes de droit dérivé.

1204. Tout au plus la Cour a-t-elle admis que la décision définitive relative à la compatibilité des régimes d'aides existants résultant de l'acceptation des mesures utiles exerce certains effets sur les possibilités ouvertes aux Etats membres quant à la validation de nouvelles mesures d'aides. Ainsi, l'article 108, paragraphe 2, alinéa 3, permet à un Etat membre de demander au Conseil de décider qu'une mesure d'aide doit être considérée comme compatible avec le marché intérieur, en dérogation des dispositions de l'article 107 ou des règlements prévus à l'article 109, si des circonstances exceptionnelles justifient une telle décision. Cependant, la Cour est venue préciser que le Conseil ne saurait se prévaloir du simple caractère nouveau d'un régime d'aides pour le valider « *lorsque celui-ci est lié de manière tellement indissociable à un régime d'aides existant qu'un Etat membre s'est engagé à modifier ou à supprimer* », à la suite de l'acceptation de mesures utiles, « *qu'il apparaît largement artificiel de prétendre opérer une distinction entre ces deux régimes* »¹⁰⁰⁹. Notamment, un « délai significatif » doit s'intercaler entre l'acceptation des mesures utiles proposées par la Commission et l'adoption par l'Etat membre d'un régime d'aide similaire à celui réformé ou supprimé. En outre, l'adoption de ce nouveau régime d'aide doit être justifiée par l'apparition de « *circonstances nouvelles, considérées comme exceptionnelles par le Conseil* », dont la Commission ne pouvait tenir compte lors de sa proposition des mesures utiles en cause¹⁰¹⁰.

b) Une portée contraignante en pratique

1205. En pratique cependant, la Commission examine les mesures de soutien aux énergies renouvelables au regard des dispositions des lignes directrices et conclut à leur non-conformité à l'article 107 TFUE lorsqu'elles ne satisfont pas à ses critères. Les conditions qui

¹⁰⁰⁷ CJUE, 4 décembre 2013, C-117/10, point 92.

¹⁰⁰⁸ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 17 janvier 2013, dans l'affaire C-117/10, points 74.

¹⁰⁰⁹ CJUE, 4 décembre 2013, C-117/10, point 76.

¹⁰¹⁰ *Ibid.*, points 78 et 79.

y figurent établissent donc une « conditionnalité a priori », s'exerçant sur l'Etat membre dès le stade de l'élaboration des paramètres de la mesure d'aide¹⁰¹¹.

1206. Cette contrainte a été progressivement intégrée par les Etats membres, et notamment la France. Ainsi, toute la discussion du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte s'est inscrite dans la perspective de la compatibilité des mécanismes de soutien avec les LDAEE 2014¹⁰¹². De même, les Etats membres s'assurent de la compatibilité des régimes de soutien envisagés avec les lignes directrices en vigueur par un dialogue informel avec la Commission avant la notification, puis le cas échéant par la fourniture d'informations complémentaires. En raison de ces précautions, les exemples de dispositifs de soutien déclarés non conformes par la Commission sont rares. Ainsi, il a été calculé que sur la période 1995-2015, 95 % des mesures d'aide notifiées à la Commission en matière de soutien aux énergies renouvelables n'ont soulevé aucune objection de la part de celle-ci¹⁰¹³. Tout au plus, la force contraignante des lignes directrices est-elle perceptible dans les procédures d'adoption des mesures de soutien, qui témoignent de la volonté de l'Etat membre d'assurer cette compatibilité. L'exemple le plus manifeste est l'arrêté du 13 décembre 2016¹⁰¹⁴ modifiant rétroactivement le régime d'aide à la production d'électricité éolienne à partir du 1^{er} janvier 2016, qui a été adopté après que la Commission a estimé que la réforme du financement de ce régime d'aide¹⁰¹⁵ entraînait une modification substantielle de celui-ci telle qu'il devait être qualifié d'« aide nouvelle », et à ce titre être renotifié. Cet arrêté avait en effet pour objet de conformer les aides octroyées depuis le 1^{er} janvier 2016 aux dispositions des LDAEE 2014 applicables à partir de cette date, à savoir le point 124, qui impose notamment qu'au-delà d'un certain seuil les nouveaux régimes de soutien prévoient l'octroi des aides sous la forme de primes s'ajoutant au prix de marché¹⁰¹⁶.

1207. En s'appliquant tant aux nouveaux régimes d'aides qu'aux régimes d'aides existants, les lignes directrices sont donc pour la Commission un instrument très efficace d'encadrement des politiques des Etats membres en matière de promotion des énergies renouvelables¹⁰¹⁷, voire d'imposition d'une « forme d'européanisation implicite »¹⁰¹⁸ de ces

¹⁰¹¹ Pėjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 108.

¹⁰¹² Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Etude d'impact, p. 121.

¹⁰¹³ Bougette (P) et Charlier (C), « La difficile conciliation entre politique de concurrence et politique industrielle : le soutien aux énergies renouvelables », *Revue économique*, 2016, p. 185-199.

¹⁰¹⁴ Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

¹⁰¹⁵ Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, article 5.

¹⁰¹⁶ Décision de la Commission du 12 décembre 2016, aide d'Etat SA.46655 (2016/NN), C(2016) 8604 final, point 7.

¹⁰¹⁷ Blauburger (M), « From Negative to Positive Integration? European State Aid Control Through Soft and Hard Law », Discussion Paper, Max-Planck Institut, 04/08.

¹⁰¹⁸ Pėjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 281.

politiques, sous réserve qu'elles passent par le moyen de l'attribution d'aides d'Etat, au point que leur effet a pu être qualifié de « conditionnalité réglementaire implicite »¹⁰¹⁹.

II/ Un recours aux lignes directrices comme outil d'encadrement des politiques nationales

1208. Parallèlement à la mise en place de sa pratique visant à exploiter au mieux la portée juridique des lignes directrices sur les aides existantes et les nouvelles mesures d'aides, la Commission a développé une doctrine administrative mettant l'analyse économique au centre de l'examen de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur (A). Si la mise en œuvre concrète du recours à l'analyse économique a suscité un certain nombre de doutes de la part des commentateurs, ce discours permet à la Commission de légitimer l'orientation qu'elle impose aux politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables (B).

A/ Un encadrement des aides d'Etat justifié par le recours à l'analyse économique

1209. L'encadrement des aides d'Etat au moyen des lignes directrices se caractérise depuis le milieu des années 2000 par un discours de la Commission qui vise à renforcer la pertinence de ses décisions en appuyant celles-ci sur l'usage d'analyses économiques plus précises (1). La pratique de la Commission amène cependant à un constat très mitigé sur la mise en pratique de cette ambition (2)

1) Un recours théorique croissant à l'analyse économique

1210. Le droit des aides d'Etat connaît depuis une dizaine d'années une montée en puissance du rôle de l'analyse économique dans l'encadrement par la Commission de l'examen des régimes d'aides, théorisée en 2005 par le Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat¹⁰²⁰. Depuis longtemps, conformément à une exigence jurisprudentielle¹⁰²¹, la Commission pratique pour apprécier la compatibilité des aides une méthode de « mise en balance » de leurs effets positifs en termes de réalisation d'un objectif d'intérêt commun et de leurs effets négatifs en termes de distorsions de concurrence. La méthode classiquement

¹⁰¹⁹ Péjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 104 et suiv.

¹⁰²⁰ Communication de la Commission du 7 juin 2005, Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat, (COM(2005) 107 final), points 21 à 23.

¹⁰²¹ CJCE, 29 avril 2004, *Italie c/ Commission*, C-372/97, point 82.

suivie consiste à établir l'intérêt général poursuivi par le traité justifiant l'octroi de l'aide, puis de vérifier que l'aide ainsi justifiée est nécessaire pour atteindre cet objectif, qu'elle est proportionnée, et enfin de mettre en balance les avantages attendus de l'aide avec les atteintes à la concurrence, afin que l'aide, conformément à l'article 107, paragraphe 3, c), TFUE, n'affecte pas les échanges « dans une mesure contraire l'intérêt commun »¹⁰²².

1211. Dans son Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat, la Commission a annoncé vouloir renforcer son approche économique de l'analyse des aides d'Etat dans le cadre de la « stratégie de Lisbonne » en faveur de la croissance et de l'emploi, en recourant de manière plus fréquente à « *une approche économique plus fine* ». Cette approche est centrée sur la notion, issue de la science économique, des « défaillances de marché », à savoir « les externalités, les informations imparfaites ou les problèmes de coordination »¹⁰²³. Cette évolution du cadre théorique d'examen de la compatibilité des mesures notifiées s'inscrit dans une tendance plus générale au recours aux notions économiques. Dans cette perspective, elle apparaît en effet comme le pendant en droit des aides d'Etat de l'évolution observée en droit de la concurrence, où la prise en compte de la théorie économique a amené la Commission à centrer sa méthode d'analyse sur la notion de « risque de la réduction substantielle de la concurrence effective », au détriment de la notion de position dominante¹⁰²⁴.

1212. Le cadre d'analyse ainsi mis en place doit permettre d'une part de « *garantir une évaluation correcte et plus transparente des distorsions de la concurrence et des échanges liées aux aides d'Etat* », et d'autre part « *d'évaluer comment les aides d'Etat peuvent favoriser la réalisation de ces objectifs* », c'est-à-dire permettre de « *déterminer comment les mesures d'aides peuvent être mises en œuvre* » pour atteindre l'objectif recherché sans fausser la concurrence et les échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

1213. Conformément à cette communication¹⁰²⁵, la Commission a formalisé et précisé dans les LDEE 2008 la méthode d'application du principe de « mise en balance »¹⁰²⁶, dans laquelle les critères économiques ne viennent pas remplacer les critères traditionnels d'appréciation de la compatibilité des aides, mais renforcer la pertinence économique de leur

¹⁰²² Chérot (J-Y), « Le « plan d'action » de la Commission dans le domaine des aides d'Etat », *AJDA*, 2007, p. 2412.

¹⁰²³ Communication de la Commission du 7 juin 2005, Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat, (COM(2005) 107 final), point 23.

¹⁰²⁴ Spector (D), « L'économiste appelé à la barre : la régulation économique et juridique de la concurrence », *Revue de Sciences humaines*, 2011, p. 237-246.

¹⁰²⁵ Communication de la Commission du 7 juin 2005, Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat, (COM(2005) 107 final), point 20.

¹⁰²⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 16.

mise en œuvre. Les LDAEE 2014 se placent dans la continuité des LDEE 2008, dont elles reprennent la procédure en y renforçant l'analyse économique¹⁰²⁷.

1214. Cependant, en dépit de ces évolutions, un certain nombre de doutes ont été exprimés sur la réalité du renforcement de l'analyse économique annoncé par la Commission, qui relèverait davantage de l'effet d'annonce que d'une véritable évolution de méthode.

1215. En premier lieu, les commentateurs n'ont pas manqué de souligner la difficulté intrinsèque de l'exercice d'analyse économique a priori des effets d'une mesure d'aide, qui est particulièrement complexe¹⁰²⁸. En outre, de telles analyses supposent l'existence de travaux académiques suffisamment nombreux et approfondis. Or, même si la situation s'améliore du fait de l'importance du droit des aides d'Etat sur le fonctionnement de l'économie dans l'Union européenne, ce domaine de recherche a, dans les années 2000, souffert d'un retard certain par rapport à l'importance des recherches menées de longue date dans le domaine de la régulation de la concurrence et du contrôle des concentrations¹⁰²⁹.

1216. En second lieu, le recours croissant à une analyse économique fine devrait impliquer un développement de l'analyse des aides d'Etat au cas par cas et un recul de l'application des règles mécaniques interdisant ou imposant certaines pratiques de manière absolue, suivant la tendance observée en droit de la concurrence¹⁰³⁰. Or, contrairement à cette attente, la pratique de la Commission a montré un recours croissant aux RGEC et, dans les lignes directrices applicables aux aides en faveur des énergies renouvelables, un développement important d'une mise en balance simplifiée, en fonction de règles de coûts éligibles et de seuils d'intensité établis ex ante et appliqués de façon formelle, ce qui implique nécessairement d'écarter une analyse économique plus fine.

1217. Dès les LDEE 2008¹⁰³¹, la Commission a en effet admis la difficulté à mettre en œuvre dans l'analyse du critère de proportionnalité la méthode de droit commun, qui prévoyait un calcul complexe des coûts d'investissement supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs fixés en matière d'environnement, en tenant compte des avantages économiques tirés de ces investissements. Elle a donc indiqué qu'elle estimerait proportionnée toute aide inférieure à un certain niveau. Hors procédure de mise en concurrence, étaient donc admissibles les aides à l'investissement inférieures à différents taux

¹⁰²⁷ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, Section 3.2.

¹⁰²⁸ Chérot (J-Y), « Le « plan d'action » de la Commission dans le domaine des aides d'Etat », *AJDA*, 2007, p. 2412.

¹⁰²⁹ *Ibid.*, p. 2412.

¹⁰³⁰ Spector (D), « L'économiste appelé à la barre : la régulation économique et juridique de la concurrence », *Revue de Sciences humaines*, 2011, p. 237-246.

¹⁰³¹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), points 31 et 32.

des coûts d'investissement supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs fixés, allant de 60 à 80 % selon la taille de l'entreprise. De la même manière, la Commission a admis dans les LDAEE 2014 que les mesures d'aides soient considérées comme proportionnées si le montant n'excède pas un pourcentage donné, variant entre 45% et 65%, des coûts d'investissement supplémentaires induits par l'objectif poursuivi, de manière à ne plus avoir à calculer les avantages liés à ces investissements¹⁰³².

2) Un recours à l'analyse économique en pratique limité

1218. En principe, le recours aux lignes directrices n'est pas par lui-même antinomique avec une certaine prise en compte de l'analyse économique dans l'examen des mesures d'aides.

1219. Ces instruments peuvent en effet constituer un moyen terme entre les deux modèles-types de règle d'analyse d'une mesure proposés par la science économique, à savoir la « règle de raison » et la « règle per se »¹⁰³³. Le premier type de règle implique une analyse au cas par cas des effets économiques de chaque mesure pour déterminer sa licéité. Il offre l'avantage d'une plus grande précision dans la régulation du marché et d'une optimisation de ses effets économiques, mais se voit généralement reprocher le manque de prévisibilité dans l'application de la règle de droit, et donc une atteinte à la sécurité juridique. Le second type de règle implique une prohibition a priori d'un certain nombre de pratiques, sans considération des effets réels dans chaque situation particulière. À l'inverse de la « règle de raison », la « règle per se » offre l'avantage d'une grande simplicité et une forte prévisibilité d'application, avec l'inconvénient de comporter le risque d'interdire des pratiques dans des cas où leurs effets sont positifs et d'en autoriser d'autres dans des cas où leurs effets sont négatifs. Elle permet en revanche une relative rapidité d'autorisation ou d'interdiction, qui permet de rapprocher le temps du droit de celui de l'économie¹⁰³⁴.

1220. En théorie, à partir de travaux économiques, il est possible d'établir dans des lignes directrices un certain nombre de catégories d'aides auxquelles, en fonction de leurs caractéristiques, est appliqué un corpus de conditions pour pouvoir être admises¹⁰³⁵. Cependant, le constat est souvent fait que la pratique administrative de la Commission, si elle a effectivement été influencée par la science économique dans les concepts qu'elle utilise, les

¹⁰³² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 77.

¹⁰³³ Saguan (M) et Douguet (S), « L'analyse économique des aides à la production d'électricité : Le cas des énergies renouvelables et décarbonées », n° 1, *Concurrences*, 2014, p. 185-199.

¹⁰³⁴ Pégout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 109.

¹⁰³⁵ Douguet (S) et Darcet-Felgen (A), « Les aides à l'électricité d'origine renouvelable : vers un nouveau paradigme ? », *Revue Lamy de la concurrence*, 2014, p. 158-160.

met généralement en œuvre dans l'analyse des différents critères de la méthode de « mise en balance » d'une manière simplifiée. Elle suivrait ainsi une méthode davantage « qualitative » que « quantitative », dans laquelle elle « *utilise souvent des critères généraux qui ont peu à voir avec les effets économiques des cas particuliers* », « *quantifie rarement les bénéfiques ou les coûts* » et « *apprécie leur ampleur au jugé* », loin de l'analyse économique « fine » annoncée par le Plan d'action de 2005¹⁰³⁶.

1221. Par ailleurs, l'usage des lignes directrices n'est en principe pas contradictoire avec le développement parallèle d'une analyse économique approfondie dans l'examen des mesures notifiées, dans la mesure où elles n'impliquent pas en droit que les aides qui ne respectent leurs dispositions sont de ce fait même incompatibles avec l'article 107, paragraphe 3, c), TFUE. En théorie il serait donc loisible à un Etat membre de notifier une mesure d'aide sortant de ce cadre préétabli et d'attendre la décision de la Commission sur le fondement d'une analyse économique spécifique. Toutefois, comme il l'a été montré plus haut, en pratique la Commission s'en tient au cadre établi dans ses lignes directrices et estime incompatible toute mesure d'aide que ne le respecte pas, sans pousser son analyse économique plus loin¹⁰³⁷.

1222. Il semble donc que l'impact du Plan d'action de 2005, concernant le recours à une analyse économique fine est en pratique très limité dans le domaine des aides d'Etat en faveur des énergies renouvelables¹⁰³⁸. De fait, le contraste est frappant entre l'effet très faible de l'adoption des LDEE 2008, qui n'a pas entraîné de modifications importantes des dispositifs d'aides¹⁰³⁹, et celui de l'adoption des LDAEE 2014, qui a entraîné en France la révision de l'ensemble des régimes d'aides. Or ce bouleversement est précisément dû à la contrainte pesant sur l'Etat d'adapter les régimes d'aides en vigueur aux conditions générales applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables des LDAEE 2014, dispositions qui se rapprochent d'une règle « per se » et s'éloignent de l'analyse économique fine annoncée par le Plan d'action de 2005.

B/ Une analyse économique utilisée comme moyen d'orientation des politiques des Etats membres

¹⁰³⁶ Saguan (M) et Douguet (S), « L'analyse économique des aides à la production d'électricité : Le cas des énergies renouvelables et décarbonées », n° 1, *Concurrences*, 2014, p. 185-199 ; Durand (E), *Electricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, Thèse, Université Jean Moulin Lyon 3, 2017, p. 353 et suiv.

¹⁰³⁷ Chérot (J-Y), « Le « plan d'action » de la Commission dans le domaine des aides d'Etat », *AJDA*, 2007, p. 2412.

¹⁰³⁸ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013, p. 445.

¹⁰³⁹ *Ibid.*, p. 447.

1223. Si le renforcement de la place de l'analyse économique dans le discours de la Commission est peu suivi d'effets dans la pratique de la Commission, les LDAEE 2014 se caractérisent en revanche par une rupture claire par rapport aux lignes directrices et encadrements adoptés précédemment dans ce domaine. Cette rupture porte sur les finalités du contrôle des aides d'Etat, afin d'en faire un instrument de mise en œuvre des orientations définies par la Commission (1). Il découle de cette finalité un renforcement important de la précision de l'encadrement des aides d'Etat au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables (2).

1) Une pratique de la Commission marquée par une rupture doctrinale

a) Une politique de contrôle des aides d'Etat réformée

1224. Les évolutions portant sur l'encadrement des aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables dans les LDAEE 2014 trouvent leur origine dans une politique plus générale d'évolution des objectifs poursuivis par la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat, initiée par sa Communication « Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat » du 8 mai 2012¹⁰⁴⁰. Celle-ci met l'accent sur l'objectif de renforcement du potentiel de croissance de l'Europe dans un contexte de raréfaction des ressources budgétaire à la suite de la crise économique de 2007-2008, ce qui suppose « *d'accroître l'efficacité et l'efficience des dépenses publiques* » et de mieux cibler leur affectation par une meilleure affectation des ressources publiques¹⁰⁴¹.

Dans cette perspective, la Commission attribue deux finalités au contrôle des aides d'Etat. Celui-ci doit être réformé de manière à, d'une part, « *faire en sorte que les distorsions de concurrence restent limitées, de manière à ce que le marché intérieur reste ouvert à la concurrence* » et, d'autre part, à « *concourir à améliorer la qualité des finances publiques* »¹⁰⁴². Plus précisément, au titre du premier objectif, « *la modernisation du contrôle des aides d'Etat devrait faciliter le traitement d'aides bien conçues, axées sur les défaillances reconnues du marché et des objectifs d'intérêt commun, et les moins génératrices de distorsions* »¹⁰⁴³, et au titre du second objectif, « *en mettant l'accent sur la qualité et l'efficacité des aides publiques, le contrôle des aides d'Etat peut également aider les Etats*

¹⁰⁴⁰ Communication de la Commission du 8 mai 2012 « Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat », COM(2012) 209 final.

¹⁰⁴¹ *Ibid.*, point 4.

¹⁰⁴² *Ibid.*, point 5.

¹⁰⁴³ *Ibid.*, point 12.

*membres à renforcer leur discipline budgétaire et à améliorer la qualité de leurs finances publiques, avec au final une meilleure utilisation de l'argent des contribuables*¹⁰⁴⁴.

De manière synthétique, il s'agit de « *transformer cet instrument en un outil promouvant une utilisation judicieuse des ressources publiques consacrées aux politiques orientées vers la croissance et limitant les distorsions de concurrence qui perturberaient l'équilibre du marché intérieur* »¹⁰⁴⁵. Si le premier objectif de cette réforme se situe dans la conception classique de la finalité du contrôle des aides d'Etat, il est notable que le second va plus loin que la lettre des articles 107 et 108 TFUE. Il tient pourtant une place centrale dans cette réforme de la politique de la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat. Celle-ci souligne ainsi qu'« *il s'agit là d'un aspect à prendre particulièrement en compte pour réaliser un assainissement budgétaire intelligent, conciliant le rôle des dépenses publiques ciblées dans la création de croissance avec la nécessité de maîtriser les budgets* »¹⁰⁴⁶.

1225. L'application de cet aspect essentiel de la réforme de la politique de contrôle des aides d'Etat au secteur du soutien aux énergies renouvelables se trouve détaillée par la Commission dans sa communication « *Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie* » du 6 juin 2012¹⁰⁴⁷. La Commission y expose les grandes perspectives qu'elle entend promouvoir dans le cadre de la politique énergétique de l'Union européenne, et à ce titre poursuivre également dans la conception des LDAEE 2014.

1226. Aux termes de cette communication, la première finalité de ces lignes directrices est de mettre en place les conditions nécessaires à la concrétisation de la compétitivité des énergies renouvelables, à savoir « *un engagement politique afin d'établir des cadres réglementaires qui soutiennent la politique industrielle, le développement technologique et l'élimination des distorsions sur le marché* », dans la perspective d'une compétitivité des technologies éolienne et photovoltaïque avant 2020 et de la poursuite de la baisse des coûts des autres technologies¹⁰⁴⁸. Ces lignes directrices doivent également poursuivre une seconde finalité, dérivée de la première, qui est la révision des mécanismes de soutien des « *technologies matures* » afin de garantir leur efficacité économique, en partant du principe qu'« *avancer aussi rapidement que possible vers des régimes laissant les producteurs affronter les prix du marché encourage la compétitivité technologique* »¹⁰⁴⁹.

1227. Ce discours relatif au rôle du contrôle des aides d'Etat s'écarte donc du seul objectif directement énoncé par la lecture conjointe des articles 108, paragraphes 1 et 3, et 107, paragraphe 3, c) TFUE, c'est-à-dire la vérification du seul fait que les régimes existants

¹⁰⁴⁴ *Ibid.*, point 14.

¹⁰⁴⁵ *Ibid.*, point 6.

¹⁰⁴⁶ *Ibid.*, point 14.

¹⁰⁴⁷ Communication de la Commission du 6 juin 2012, *Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie*, COM(2012) 271 final.

¹⁰⁴⁸ *Ibid.*, p. 4.

¹⁰⁴⁹ *Ibid.*, p. 5.

et les nouvelles mesures « *n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* ». Les finalités que la Commission y développe relèvent en effet d'une interprétation des moyens adéquats permettant d'atteindre les objectifs fixés par la politique énergétique de l'Union, domaine qui en principe relève du droit dérivé, en l'occurrence la directive 2009/28/CE.

1228. Les LDAEE 2014 ont ainsi été élaborées, au terme d'une consultation de plus de deux années, dans le contexte d'une évolution importante de la politique administrative de la Commission, consistant à poursuivre au moyen du contrôle des aides d'Etat à la fois un objectif de réduction des distorsions de marché et un objectif de « bonne conception » des aides en vue d'un usage efficient des finances publiques. En matière de soutien aux énergies renouvelables ce second objectif consiste en la mise en place d'un cadre favorable au développement de leur compétitivité, au moyen de l'entrée la plus complète et la plus rapide possible des producteurs d'énergie renouvelable sur le marché de l'énergie.

b) Une réforme marquée par l'instauration d'un critère d'efficience

1229. L'introduction de cette nouvelle finalité des lignes directrices s'est traduite dans les LDAEE 2014 par une rupture fondamentale par rapport aux LDEE 2008, relativement à la nature de l'encadrement des aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables, aspect qui constitue le « *point focal et innovant de ces lignes directrices* »¹⁰⁵⁰.

1230. Aux termes des LDAEE 2014, l'appréciation des aides aux énergies renouvelables se fait au regard de « principes d'appréciation communs » (section 3.1), qui sont appliqués selon deux ensembles de critères.

La Commission applique des « dispositions générales en matière de compatibilité » (section 3.2), afin de déterminer si l'aide permet, conformément à l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, « *de contribuer davantage aux objectifs de l'Union européenne en matière d'environnement ou d'énergie sans altérer les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* »¹⁰⁵¹.

Dans le cas des aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, ces « dispositions générales » sont interprétées à travers l'application de « conditions générales » applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (section 3.3). L'encadrement mis en place par ces « conditions générales » porte essentiellement sur les aides au fonctionnement. Elles fixent en effet tout d'abord un

¹⁰⁵⁰ Billet (P) et Fourmon (A), « Les nouvelles lignes directrices relatives aux aides d'Etat en matière environnementale et énergétique pour la période 2014-2020 », n° 7, *Environnement*, juillet 2014, étude 11.

¹⁰⁵¹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 23.

ensemble de dispositions applicable à la fois aux aides à l'investissement et aux aides au fonctionnement¹⁰⁵². Il s'agit d'un ensemble disparate qui regroupe tant des dispositions motivant les spécificités de l'encadrement des aides aux énergies renouvelables que des dispositions précisant l'application à ce secteur des critères des « dispositions générales en matière de compatibilité », ainsi que quelques dispositions spécifiques à certaines aides à l'investissement. Elles fixent ensuite un encadrement précis des aides au fonctionnement dans le domaine des énergies renouvelables, constitué d'un ensemble de règles relativement détaillées portant sur l'attribution et de fonctionnement de ces aides¹⁰⁵³.

1231. Ces deux ensembles de dispositions, les « dispositions générales en matière de compatibilité » et les « conditions générales » applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables diffèrent par leurs finalités.

1232. Les « dispositions générales en matière de compatibilité » ne font que préciser les conditions d'application des « principes d'appréciation communs », c'est-à-dire les critères de contribution à un objectif d'intérêt commun bien défini, de nécessité d'une intervention de l'Etat, du caractère approprié de la mesure d'aide, d'effet incitatif, de proportionnalité de l'aide, de prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges entre Etats membres, et de transparence de l'aide, principes qui visent à garantir que les mesures autorisées entrent dans le champ couvert par l'article 107, paragraphe 3, point c) TFUE¹⁰⁵⁴. Elles ont pour finalité de vérifier que « *l'aide est conçue de telle façon que ses effets positifs liés à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun l'emportent sur ses effets négatifs potentiels pour les échanges et la concurrence* »¹⁰⁵⁵.

1233. De leur côté, les « conditions générales » applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ont une finalité plus spécifique, qui est d'assurer le passage à une distribution des énergies renouvelables « *efficace au regard des coûts à travers des mécanismes fondés sur le marché* »¹⁰⁵⁶. Cette finalité distingue nettement ces « conditions générales » des règles spécifiques de « mise en balance » applicables aux aides aux énergies renouvelables que prévoyaient les LDEE 2008, et marque une véritable rupture de continuité entre les deux lignes directrices. En effet, les dispositions spécifiques prévues par les LDEE 2008 ne visaient pas d'autre finalité que celle des dispositions génériques, à savoir garantir que les aides « *permettent d'accroître les actions de protection de l'environnement sans altérer les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* »¹⁰⁵⁷.

¹⁰⁵² *Ibid.*, points 107 à 123.

¹⁰⁵³ *Ibid.*, points 124 à 137.

¹⁰⁵⁴ *Ibid.*, point 23.

¹⁰⁵⁵ *Ibid.*, point 26.

¹⁰⁵⁶ *Ibid.*, point 108.

¹⁰⁵⁷ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 71.

1234. Compte tenu de leur finalité spécifique, les « conditions générales » applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables constituent un instrument de mise en œuvre, au moyen du contrôle des aides d'Etat, de l'objectif d'usage efficient des finances publiques dans la politique énergétique, tel que cet usage a été théorisé par la Commission.

1235. En effet, en imposant la conformité des aides au fonctionnement à cet ensemble de « conditions générales », la Commission introduit de facto un « critère d'efficience » dans l'examen de la compatibilité des aides avec l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE. Ce principe peut se définir comme le fait que l'aide doit contribuer à la mise en place d'un mode de production et de distribution de l'électricité d'origine renouvelables présentant « un rapport coût-efficacité favorable »¹⁰⁵⁸.

1236. Les « conditions générales » constituent ainsi une déclinaison particulière de cette politique de la Commission, et l'actualisent en fonction des caractéristiques propres au secteur des énergies renouvelables. Du fait de cette fonction, les « conditions générales » ne s'appuient pas directement sur les dispositions du traité, mais sur des actes de mise en œuvre de la politique énergétique. Ainsi, l'objectif d'assurer le passage à une distribution des énergies renouvelables « *efficace au regard des coûts à travers des mécanismes fondés sur le marché* » se fonde sur le fait que le Cadre d'action pour 2030¹⁰⁵⁹ prévoit entre 2020 et 2030 l'entrée sur le marché d'une partie des filières de production d'énergie renouvelable, et sur le corollaire qu'est la suppression progressive des subventions¹⁰⁶⁰.

1237. En outre, en cohérence avec la fonction des « conditions générales » de mise en œuvre des orientations proposées par la Commission en matière énergétique, les fondements juridiques des objectifs d'intérêts communs admissibles ont évolué entre les LDEE 2008 et les LDAEE 2014. Dans les LDEE 2008, la Commission fondait le statut « d'important objectif d'intérêt commun » conféré à la protection de l'environnement sur diverses dispositions du traité. Elle s'appuyait sur l'acception large donnée à la notion de développement durable par l'article 2 TUE, qui comprend la prospérité économique, la cohésion sociale et la protection de l'environnement, et ainsi que sur l'article 11 TFUE, qui mentionne la nécessité d'intégrer la protection de l'environnement dans toutes les politiques de la Communauté, et sur l'article 191, paragraphe 2, TFUE, qui détaillent les principes présidant à la mise en œuvre de

¹⁰⁵⁸ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 8, 9, 10 et 108.

¹⁰⁵⁹ Communication de la Commission du 22 janvier 2014, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, COM(2014) 15 final.

¹⁰⁶⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 108.

l'objectif de protection de l'environnement¹⁰⁶¹. En revanche, dans les LDAEE 2014¹⁰⁶², la Commission se réfère non aux dispositions du traité, mais aux objectifs chiffrés de la stratégie Europe 2020¹⁰⁶³, dont les objectifs portant sur le changement climatique et l'utilisation durable de l'énergie ont été mis en œuvre au moyen du paquet «climat et énergie»¹⁰⁶⁴, c'est-à-dire des actes de droit dérivé de nature législative au sens de l'article 289 du TFUE.

1238. La mise en œuvre de cette politique de la Commission au moyen des LDAEE 2014 n'est pas sans poser la question de leur légalité, dans la mesure où l'exercice extensif de son pouvoir d'encadrement « *conduit la Commission à exprimer ses propres choix sur les fins et les moyens des politiques environnementales nationales* »¹⁰⁶⁵.

1239. Les LDAEE 2014 ont en effet pour objet d'encadrer le contrôle par la Commission de la compatibilité des mesures d'aide avec l'article 107, paragraphe 3, point c) TFUE, qui autorise les aides d'Etat sous réserve qu'elles « *n'altèrent pas les conditions des échanges et de la concurrence dans l'Union dans une mesure contraire à l'intérêt commun* »¹⁰⁶⁶. Dans le cadre de cette appréciation, la Commission n'est en principe « *pas compétente pour juger de l'opportunité des choix politiques des Etats membres* »¹⁰⁶⁷. La question se pose donc de la légalité des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables, dans la mesure où leur objet s'écarte de la stricte application de cette disposition¹⁰⁶⁸ pour viser le passage à une distribution des énergies renouvelables « *efficace au regard des coûts à travers des mécanismes fondés sur le marché* »¹⁰⁶⁹, objectif qui relève non d'une disposition de l'article 107 TFUE mais de l'interprétation de la Commission des moyens adéquats permettant d'atteindre les objectifs fixés par la politique énergétique de l'Union.

¹⁰⁶¹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 18.

¹⁰⁶² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 3 et 30.

¹⁰⁶³ Communication de la Commission du 3 mars 2010 intitulée Europe 2020: Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive [COM(2010) 2020 final].

¹⁰⁶⁴ Décision n° 406/2009/CE du 23 avril 2009 et directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

¹⁰⁶⁵ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013, p. 452.

¹⁰⁶⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 2.

¹⁰⁶⁷ Kleiner (T) et Alexis (A), « Politique des aides d'Etat : Une analyse économique plus fine au service de l'intérêt commun », *Concurrences*, n° 4, 2005, p. 45.

¹⁰⁶⁸ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 31.

¹⁰⁶⁹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 108.

1240. La Commission fonde cependant ces « conditions générales » sur l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, de la même manière qu'elle affirme l'existence d'un rattachement, explicite ou implicite, des « dispositions générales en matière de compatibilité » aux dispositions de cet article.

1241. Le critère de proportionnalité, qui impose que le montant de l'aide soit limité au minimum nécessaire pour susciter les investissements ou les activités supplémentaires visés¹⁰⁷⁰, et le critère de la prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges entre Etats membres peuvent logiquement être déduits de la condition de l'article 107, paragraphe 3, point c) que les aides « *n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun* ». De même, le critère de la contribution à un intérêt commun peut être déduit de la mention du « *développement de certaines activités* ». En revanche le critère du caractère approprié de la mesure d'aide, qui implique qu'il ne doit pas être possible d'obtenir la même contribution positive à l'objectif d'intérêt commun au moyen d'autres instruments d'intervention ou d'autres types d'aide entraînant moins de distorsions de marché¹⁰⁷¹, le critère de la nécessité d'une intervention de l'Etat, qui énonce que la mesure d'aide doit apporter une amélioration significative que le marché est incapable d'apporter à lui seul¹⁰⁷², et le critère de l'effet incitatif, suivant lequel l'aide doit modifier le comportement des entreprises concernées de manière à ce qu'elles créent de nouvelles activités qu'elles n'exerceraient pas sans l'aide, ou qu'elles exerceraient d'une manière limitée ou différente¹⁰⁷³, n'apparaissent pas directement dans les termes l'article 107, paragraphe 3, point c) TFUE. La Commission n'en affirme pas moins que ces critères sont établis conformément à cet article¹⁰⁷⁴, en les interprétant comme des conséquences nécessaires¹⁰⁷⁵. Ainsi, suivant cette analyse, les critères d'examen de la compatibilité d'une aide listés par les « dispositions générales en matière de compatibilité » sont implicitement contenus dans les termes de l'article 107, paragraphe 3, point c), dont ils ne sont que le déploiement.

1242. Aux termes de l'Introduction des LDAEE 2014, la Commission semble procéder selon un raisonnement analogue, quoique plus complexe et plus indirect, pour fonder juridiquement les « conditions générales » sur l'article 107, paragraphe 3, point c) TFUE. Elle déduit en effet des termes de cet article, au moyen d'une approche finaliste du traité, la nécessité de prendre en compte dans l'examen des aides d'Etat aux énergies renouvelables le critère d'efficacité qui ordonne les dispositions des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement.

¹⁰⁷⁰ *Ibid.*, point 27.

¹⁰⁷¹ *Ibid.*, point 40.

¹⁰⁷² *Ibid.*, point 27.

¹⁰⁷³ *Ibid.*, point 27.

¹⁰⁷⁴ *Ibid.*, points 26 et 27.

¹⁰⁷⁵ Communication de la Commission, « Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat », COM(2005) 107 final, points 10 et 11.

1243. La Commission part du constat que l'article 107, paragraphe 3, point c) TFUE lui impose d'examiner la conformité des aides d'Etat à l'énergie en tant que celles-ci sont des aides « destinées à faciliter le développement de certaines activités économiques dans l'Union européenne ». Or, l'activité économique en cause, le déploiement des énergies renouvelables, a pour objectif d'intérêt commun la réduction des émissions à effet de serre, objectif formalisé par la stratégie Europe 2020¹⁰⁷⁶. La Commission observe ensuite, d'une part, que la réalisation du volet relatif au déploiement des énergies renouvelables de cette stratégie est organisée par le Cadre d'action pour 2030¹⁰⁷⁷, et, d'autre part, que la mise en œuvre de ce cadre d'action impose de recourir à « une approche présentant un rapport coût-efficacité favorable ». En conséquence, la Commission s'estime fondée à fixer dans les LDAEE 2014 des dispositions garantissant que les aides autorisées participent à la mise en place d'un mode de production et de distribution de l'électricité d'origine renouvelables présentant un rapport « coût-efficacité favorable »¹⁰⁷⁸.

1244. La Commission établit ainsi un lien indirect mais nécessaire entre les dispositions du traité qui fondent sa compétence et le critère d'efficience issu de sa propre doctrine administrative. Ce lien confère indirectement à l'interprétation qu'elle fait de ce critère la force juridique attachée à l'interprétation de l'article 107, paragraphe 3, c), TFUE, et légitime donc l'inclusion de cette dernière interprétation dans le corps des lignes directrices¹⁰⁷⁹.

2) Une pratique aboutissant à la mise en œuvre d'une politique économique

1245. Le critère d'efficience développé par la Commission a pour effet une approche différente de la compatibilité des aides. En effet, il est différent d'évaluer si une mesure d'aide est « conçue de telle façon que ses effets positifs liés à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun l'emportent sur ses effets négatifs potentiels pour les échanges et la concurrence »¹⁰⁸⁰ et d'évaluer si mesure d'aide participe à la mise en place d'une « approche présentant un rapport coût-efficacité favorable »¹⁰⁸¹. La première évaluation se limite à mettre en regard les effets positifs en matière de contribution à l'objectif d'intérêt commun avec les effets négatifs en termes de distorsion de la concurrence et d'affectation des échanges

¹⁰⁷⁶ Communication de la Commission du 3 mars 2010, Europe 2020, Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive, COM(2010) 2020 final.

¹⁰⁷⁷ Communication de la Commission du 22 janvier 2014, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, COM(2014) 15 final.

¹⁰⁷⁸ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 8, 9, 10 et 108.

¹⁰⁷⁹ *Ibid.*, point 108.

¹⁰⁸⁰ *Ibid.*, point 2.

¹⁰⁸¹ *Ibid.*, point 9.

entre les Etats membres d'une seule et même mesure d'aide. La seconde évaluation vise à évaluer « en soi » le rapport coût-efficacité qui résulte de l'application de la mesure notifiée, ce qui passe nécessairement par la comparaison avec une efficacité-coût théorique normative.

a) Une politique économique appliquée au moyen des « conditions générales » aux aides d'Etat

1246. En dépit de leurs finalités différentes, les deux ensembles de dispositions des LDAEE 2014 ne s'appliquent pas de façon distincte dans les étapes de la procédure d'examen des mesures d'aide notifiées. Le cadre normatif défini par les « conditions générales » est appliqué non comme un ensemble de conditions autonomes, mais vient déterminer l'interprétation des critères détaillés dans les « dispositions générales en matière de compatibilité ». Ceux-ci sont en effet appliqués « *s'il y a lieu, en tenant compte des modifications prévues par la (...) section pour les régimes d'aides au fonctionnement* »¹⁰⁸². La question qui se pose est donc celle de savoir selon quels principes les dispositions des « conditions générales » sont appliquées au titre des critères des « dispositions générales en matière de compatibilité ».

1247. Une partie des dispositions des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement, réunissant les conditions visant à accroître la concurrence dans l'attribution des aides, a pour première finalité l'efficacité économique des mécanismes de soutien. Une autre partie, réunissant les conditions visant à lier le mécanisme de soutien au marché, a pour première finalité de limiter les distorsions de marché¹⁰⁸³.

1248. Si les LDAEE 2014 indiquent que les conditions générales visant à accroître la concurrence dans l'attribution des aides sont prises en compte dans l'application du critère de la proportionnalité¹⁰⁸⁴, elles ne précisent rien en revanche concernant les conditions visant à lier le mécanisme de soutien au marché¹⁰⁸⁵. Il semblerait cohérent que ces conditions, eu égard à leur finalité, qui est de limiter les distorsions de marché¹⁰⁸⁶, soient prises en compte dans l'application du critère du caractère approprié de l'aide, qui a précisément pour objet de

¹⁰⁸² *Ibid.*, point 120.

¹⁰⁸³ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139, p. 34.

¹⁰⁸⁴ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 126.

¹⁰⁸⁵ *Ibid.*, points 124 et 125.

¹⁰⁸⁶ Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139, p. 34.

garantir que le type de mesure d'aide retenu soit celui qui remplit le mieux cet objectif¹⁰⁸⁷. Le fait que, de manière générale, les LDAEE 2014 traitent de la capacité des aides à contribuer à l'intégration de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable dans le marché en termes de caractère approprié ou inapproprié des mesures semble aller dans ce sens¹⁰⁸⁸.

1249. Cependant, en pratique, la Commission applique l'ensemble des « conditions générales » au titre du critère de proportionnalité. Elle estime ainsi qu'une aide au fonctionnement aux énergies renouvelables est considérée comme proportionnée si elle remplit ces conditions¹⁰⁸⁹. Une hypothèse vraisemblable permettant d'expliquer cette pratique est la volonté de la Commission de concilier l'application systématique des « conditions générales » visant à lier le mécanisme de soutien au marché avec la règle générale qu'elle a fixé par ailleurs, suivant laquelle elle suppose le critère du caractère approprié rempli dès lors que tous les autres critères sont remplis¹⁰⁹⁰, ce qui lui imposerait d'appliquer ces conditions à travers un autre critère que celui du caractère approprié de l'aide.

1250. En tout état de cause, il apparaît que le critère d'efficience, dont les « conditions générales » garantissent le respect, agit comme la forme du critère de proportionnalité lorsque celui-ci est appliqué aux aides au fonctionnement aux énergies renouvelables. Il en résulte que le critère de proportionnalité reçoit dans ce contexte précis un tout autre contenu et une tout autre dimension que ceux qui sont en principe les siens.

1251. En premier lieu, sa finalité connaît une mutation importante. Aux termes des dispositions générales en matière de compatibilité, ce critère vise à garantir que l'aide n'excède pas le minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé¹⁰⁹¹. En revanche, lorsqu'il est appliqué aux aides au fonctionnement aux énergies renouvelables, il poursuit l'ensemble des finalités des conditions générales applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, c'est-à-dire à la fois l'efficience économique des mécanismes de soutien et la limitation des distorsions de marché.

Or, d'une part, l'efficience économique de l'aide, si elle n'est pas sans rapport avec la limitation du montant de l'aide au minimum nécessaire¹⁰⁹², est une notion plus large. Elle prend en compte également le potentiel à long terme de développement des technologies

¹⁰⁸⁷ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 40.

¹⁰⁸⁸ *Ibid.*, point 123.

¹⁰⁸⁹ Voir par exemple la Décision de la Commission du 5 mai 2017, aide d'Etat SA.47205 (2016/N), C(2017) 3127 cor, point 65.

¹⁰⁹⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 116.

¹⁰⁹¹ *Ibid.*, point 69.

¹⁰⁹² *Ibid.*, point 109.

nouvelles et innovantes, le besoin de diversification, les contraintes et la stabilité du réseau et les coûts d'intégration du système¹⁰⁹³.

D'autre part, l'inclusion de la finalité de la limitation des distorsions de marché dans le critère de proportionnalité constitue une mutation essentielle, puisqu'elle revient à inclure le critère du caractère approprié de l'aide dans celui de la proportionnalité.

1252. Ensuite, la nature de l'évaluation menée change radicalement. Suivant sa définition générique, la proportionnalité d'une mesure d'aide se mesure de manière quantitative, en calculant une différence de coûts, et de manière objective, dans la mesure où cette différence résulte de la comparaison entre les avantages et coûts économiques du projet bénéficiant de l'aide et ceux du projet que l'entreprise réaliserait en l'absence d'aide¹⁰⁹⁴. En revanche, suivant l'interprétation résultant de l'application des conditions générales applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, la proportionnalité d'une mesure d'aide se mesure de manière qualitative, par la vérification de la conformité de la mesure notifiée aux caractéristiques d'un modèle normatif d'aide présumé assurer le meilleur rapport coût-efficacité de la production et de la distribution d'électricité d'origine renouvelables, qui est détaillé par ces « conditions générales ». Elle se mesure également de manière subjective, en ce sens que la mesure notifiée est évaluée uniquement par rapport à ce qu'elle pourrait hypothétiquement être, sans comparaison avec un élément externe.

b) Des « conditions générales » reflétant une théorie économique de la protection de l'environnement

1253. La nature de l'évaluation du critère de proportionnalité lorsqu'il est appliqué aux aides au fonctionnement aux énergies renouvelables implique nécessairement un important niveau de précision dans les « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement aux énergies renouvelables.

1254. En effet, en principe, l'examen des critères énumérés dans les dispositions générales en matière de compatibilité implique une évaluation quantitative et objective. Cela permet à la Commission de laisser aux Etats membres une grande marge de manœuvre dans la définition des caractéristiques de leurs mesures d'aides, puisqu'il est aisé de conclure au respect ou au non-respect de chacun de ces critères lors de la phase d'examen des aides. En revanche, le critère de contribution de l'aide à la mise en œuvre d'un mode de production et de distribution de l'électricité d'origine renouvelables présentant un rapport coût-efficacité favorable étant d'interprétation qualitative et subjective, l'examen de compatibilité avec celui-ci suppose un modèle normatif théorique. Un tel modèle traduit nécessairement une

¹⁰⁹³ *Ibid.*, points 110.

¹⁰⁹⁴ *Ibid.*, point 70.

conception particulière de ce qu'est l'efficacité économique, et donc renvoie à une théorie économique particulière. Dès lors, dans la phase d'examen d'une mesure notifiée, il n'est pas possible de démontrer sur la base de la seule existence d'un tel critère d'efficacité que la mesure en cause le remplit ou non, mais il est nécessaire d'ajouter à ce critère une conception de l'efficacité économique qui informe son contenu.

Cependant, la question de la définition de ce qu'est un rapport coût-efficacité favorable d'un mode de production et de distribution de l'électricité d'origine renouvelables relève davantage de la catégorie de la discussion que de la démonstration. La question de l'efficacité d'un tel système renvoie en effet à la définition des objectifs qui doivent être poursuivis et de leur hiérarchisation, ce qui est une question politique et non économique¹⁰⁹⁵. De ce fait, la Commission a été amenée à inscrire directement dans les LDAEE 2014 une série de conditions dont le respect garantit la conformité de l'aide notifiée au modèle de l'efficacité économique dérivé des objectifs qu'elle assigne à la politique de promotion des énergies renouvelables.

Ainsi, c'est précisément parce que le critère d'efficacité laisse une marge de manœuvre potentiellement infinie aux Etats membres que la Commission a été amenée à « évoquer » en grande partie la compétence de définition des modalités des régimes d'aides, afin de réduire cette marge de manœuvre à un cadre dont le respect puisse être aussi objectivement constaté que l'est le cadre formé par les critères des « dispositions générales ».

1255. Concrètement, les « conditions générales » applicables aux aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables établissent un ensemble de normes, élaboré par la Commission en fonction d'un modèle de coût-efficacité théorique, auquel sont tenues de correspondre les mesures d'aides mises en place par les Etats. Ce cadre impose tout d'abord une série de conditions « structurelles », touchant la formule d'aide elle-même, qui vise à garantir la réduction au maximum des effets négatifs des régimes d'aides sur le fonctionnement du marché de l'électricité. À ce titre il impose d'une part que les producteurs bénéficiant de ces régimes d'aide vendent l'électricité directement sur le marché, que l'aide soit octroyée sous la forme d'une prime s'ajoutant au prix du marché et que le fonctionnement de ces régimes d'aides permette de lutter contre les prix négatifs¹⁰⁹⁶. Il impose d'autre part divers modes d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché¹⁰⁹⁷. Ce cadre impose ensuite une série de conditions « comportementales »¹⁰⁹⁸, visant à limiter le coût de ces aides pour les finances publiques des Etats membres et à éviter les effets d'aubaine. Il

¹⁰⁹⁵ Sur l'indétermination du critère d'efficacité, voir notamment : Durand (E), *Electricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, Thèse, Université Jean Moulin Lyon 3, 2017, p. 381 et suiv.

¹⁰⁹⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 124 et 125.

¹⁰⁹⁷ *Ibid.*, points 121, 131 et 242.

¹⁰⁹⁸ Pour une étude détaillée de la distinction entre conditions structurelles et conditions comportementales dans l'exercice de la conditionnalité par la Commission, voir Pėjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 110 et suiv.

impose à ce titre le recours à des procédures mettant en concurrence les producteurs d'énergie renouvelable pour l'octroi des aides, ainsi que le recours à des procédures « technologiquement neutres » mettant en concurrence les technologies entre elles¹⁰⁹⁹. Enfin, plusieurs encadrements spécifiques adaptent ces conditions à certaines filières en particulier¹¹⁰⁰.

¹⁰⁹⁹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 126 et 127.

¹¹⁰⁰ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 131 à 134.

Section II : Une politique économique contradictoire avec le régime français des mécanismes de soutien

1256. Les dispositions des LDAEE 2014 apparaissent structurées par un « principe d'efficacité ». Celui-ci est proposé par la Commission pour orienter la réforme des différentes politiques sectorielles de l'Union européenne et de ses Etats membres, et est appliqué aux régimes d'aides à travers les conditions d'octroi et de fonctionnement détaillées dans les dispositions de ces lignes directrices. En pratique, l'application de ce principe par la Commission au moyen de sa compétence de contrôle des aides d'Etat implique un encadrement étroit des politiques nationales de soutien à la production d'électricité renouvelable.

1257. Cependant, cette limitation de la marge de manœuvre des Etats membres dans la définition de leurs politiques dans ce secteur a été mise en œuvre indépendamment de la répartition des compétences prévues par les dispositions du TFUE relatives aux politiques de l'Union. Or, la précision avec laquelle la Commission encadre les modes d'octroi des aides aux énergies renouvelables ainsi que le fonctionnement des mécanismes de soutien s'inscrit dans un cadre juridique caractérisé, dans le droit primaire, par la protection d'un certain nombre de droits des Etats membres à définir leurs politiques énergétiques nationales. Dans ce contexte, se pose donc la question de l'étendue des droits des Etats membres effectivement protégés par les dispositions du traité de Lisbonne relatives à la politique de l'énergie (I).

1258. Au vu de l'analyse de ces dispositions, il apparaît que l'encadrement imposé par la Commission à travers le contrôle de compatibilité des aides d'Etat entre en contradiction avec l'équilibre établi par les rédacteurs du traité de Lisbonne dans la politique de l'énergie entre les compétences de l'Union européenne et celles des Etats membres. Il en résulte une évolution importante de l'économie de la politique de l'énergie menée par l'Union européenne, qui est davantage structurée en matière de soutien aux énergies renouvelables par la Commission que par le législateur communautaire. Or, dans la mesure où la politique économique menée par la Commission s'avère contradictoire avec certains des principes directeurs du régime des mécanismes de soutien français, cette mutation est susceptible d'entraîner d'importantes conséquences quant à sa pérennité (II).

I/ Des droits des Etats membres protégés en matière de politique énergétique

1259. Le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, à son article 4, fait de l'énergie une politique de l'Union européenne, au même titre que l'environnement et le marché intérieur, qui relèvent d'une compétence partagée entre les Etats membres et l'Union européenne. Son article 194 précise le cadre de mise en œuvre de la politique de l'énergie

instituée par l'article 4¹¹⁰¹. Il inscrit notamment dans ce cadre les dispositions visant au soutien aux énergies renouvelables, objectif jusqu'alors poursuivi au titre de la politique de l'environnement.

1260. L'article 194, paragraphe 1, TFUE donne quatre objectifs à la politique de l'énergie, dont celui de « promouvoir l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables ». À cette fin, son paragraphe 2 habilite l'Union européenne à établir « *les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1* ». Cependant, l'alinéa suivant ajoute que les mesures prises pour l'application de l'article 194 « *n'affectent pas le droit d'un Etat 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* ».

1261. L'interprétation de cette disposition a suscité un important débat doctrinal relatif à la portée à donner à cette restriction de compétence. Il en résulte que l'économie de la politique de l'énergie de l'Union européenne accorde une protection réelle à la liberté des Etats membres de définir les dimensions stratégiques de leurs politiques énergétiques (A). Cette protection n'est cependant ni générale ni absolue, et n'exclut pas toute mesure portant atteinte aux droits énumérés (B).

A/ Une protection réelle des intérêts nationaux stratégiques

1262. La formulation de l'article 194, paragraphe 2, TFUE qui habilite l'Union européenne à établir « *les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1* » est très vague. Son champ d'application est cependant délimité de manière négative par le droit des Etats membres protégés par le paragraphe 2. Cette disposition pose cependant d'importantes questions quant au contenu du droit ainsi couvert, questions accentuées par la précision que cette protection est « *sans préjudice de l'article 192,*

¹¹⁰¹ Sur les débats doctrinaux sur les rapports entre cette politique et les politiques de l'environnement et du marché intérieur, voir notamment : De Sadeleer (N), *EU Environmental Law and the Internal Market*, 1ère éd., Oxford University Press, 2014, p. 136 ; Fouquet (D), Van Nysten (J), Johnston (A), *D3.1 Report, Potential areas of conflict of a harmonised RES support scheme with European Union Law*, 2012, p. 8-10 ; Farantouris (N. E.), « La nouvelle base juridique de la politique énergétique de l'UE », *Revue de l'énergie*, 2011 ; Thieffry (P), « Les politiques européennes de l'énergie et de l'environnement : rivales ou alliées? », *R.A.E. – L.E.A.*, 2009-2010/4, p. 783-809 ; Sveen (T), « The interaction between Article 192 and 194 TFEU », in *Renewable Energy Law in Europe*, Veröffentlichungen des Instituts für Energieund Regulierungsrecht Berlin, 50, p. 157-182 ; SRU, German Advisory Council on the Environment, *Pathways towards a 100% renewable electricity system*, octobre 2011, p. 180.

paragraphe 2, point c) ». L'analyse de cette disposition aboutit à considérer qu'elle confère une protection effective de la liberté des Etats membres de déterminer leurs politiques énergétiques. Le législateur communautaire n'a en effet pas la compétence d'adopter, au titre de la politique de l'environnement plutôt qu'au titre de la politique de l'énergie, des actes en matière énergétique affectant leur marge de manœuvre en ce domaine (1). Pour autant, cette protection n'est pas illimitée, mais semble ne viser que les mesures affectant significativement les intérêts nationaux protégés (2).

1) Une protection effective des politiques énergétiques nationales

1263. Symétriquement aux dispositions de l'article 194 TFUE visant à promouvoir « *l'efficacité énergétique et les économies d'énergie ainsi que le développement des énergies nouvelles et renouvelables* », l'article 191 TFUE dispose que la politique de l'environnement poursuit « *l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles* ». En outre, l'article 192, paragraphe 2, point c) TFUE prévoit que le Conseil peut, en statuant à l'unanimité conformément à une procédure législative spéciale, et après consultation du Parlement européen, du Comité économique et social et du Comité des régions, arrêter au titre de la politique environnementale « *des mesures affectant sensiblement le choix d'un Etat membre entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique* ». La question se pose donc de savoir dans quelle mesure l'Union européenne peut, au titre de la politique de l'environnement, adopter des dispositions affectant le droit d'un Etat membre de déterminer son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique.

1264. La coexistence de ces deux dispositions a suscité un débat doctrinal portant sur la question de savoir si toutes les mesures encadrant le développement des énergies renouvelables doivent désormais relever de l'article 194 TFUE, ou si des dispositions relatives aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables peuvent encore être adoptées sur la base de l'article 192 TFUE, qui régit la mise en œuvre des objectifs fixés à l'article 191¹¹⁰².

1265. Une première interprétation, minoritaire parmi les auteurs, amène à considérer qu'une même mesure portant sur la promotion du développement des énergies renouvelables pourrait être adoptée sur le fondement de l'une ou l'autre politique, selon que lui est donnée une finalité environnementale ou énergétique.

1266. Suivant cette lecture, bien que l'objectif de « *promotion du développement des énergies nouvelles et renouvelables* » relève de la politique de l'énergie, ce qui y attrait a

¹¹⁰² SRU, German Advisory Council on the Environment, *Pathways towards a 100% renewable electricity system*, octobre 2011, p. 180.

priori les mesures organisant le cadre de promotion des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, l'objectif de «*l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles*» de la politique de l'environnement est précisément celui qui a été utilisé jusqu'au traité de Lisbonne pour fonder juridiquement les mesures de droit dérivé visant le soutien aux énergies renouvelables. La possibilité existerait donc toujours d'adopter sur ce fondement des mesures portant sur le cadre européen des régimes de soutien aux énergies renouvelables, pourvu que ces mesures aient une vocation prépondérante de nature environnementale.

1267. Cette interprétation se trouverait confortée par le fait que la garantie du droit des Etats membres posée par l'article 194, paragraphe 2, TFUE s'applique «*sans préjudice de l'article 192, paragraphe 2, point c)*». Sauf à considérer que la disposition préservant l'application de l'article 192, paragraphe 2, point c) n'est qu'une redondance de celle préservant l'application d'autres dispositions des traités, elle n'aurait de sens que pour déroger au principe, découlant de la nature de *lex specialis* de la politique de l'énergie, qui exclut l'application d'autres dispositions du traité dans son champ d'application, en l'occurrence le domaine de l'énergie. Il faudrait donc déduire de cette disposition que l'article 192 TFUE peut s'appliquer concurremment à l'article 194 TFUE en matière de promotion des énergies renouvelables.

1268. En outre, la directive 2009/28/CE, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, a été adoptée sur la base de l'article 175 relatif à la politique communautaire de l'environnement, devenu l'article 192 du TFUE. Or, la Cour de justice exige que le choix de la base juridique d'un acte de l'Union européenne se fonde sur des éléments objectifs susceptibles de contrôle juridictionnel, tels que son but et son contenu. Si l'examen d'un acte démontre qu'il poursuit une double finalité ou qu'il a une double composante et «*si l'une de celles-ci est identifiable comme principale ou prépondérante, tandis que l'autre n'est qu'accessoire, l'acte doit être fondé sur une seule base juridique, à savoir celle exigée par la finalité ou composante principale ou prépondérante*»¹¹⁰³. Il est par conséquent possible de soutenir que la protection de l'environnement est, de soi, l'objectif principal de cette directive, et que le raisonnement qui a conduit à la fonder sur la politique de l'environnement plutôt que sur la politique du marché intérieur serait encore valable dans l'alternative entre politique de l'environnement et politique de l'énergie.

1269. Allant plus loin, l'hypothèse d'une prééminence de la politique de l'environnement sur la politique de l'énergie, impliquée non par la lettre des traités mais par une perspective téléologique de ceux-ci, a été développée. Du fait de la conjonction des dispositions de l'article 192, paragraphe 2, point c), relatives à l'environnement, et de l'article 194, paragraphe 2, relatives à l'énergie, le TFUE créerait un espace d'incertitude juridique en ce qui concerne les compétences de l'Union européenne et des Etats membres en matière de

¹¹⁰³ CJCE, 10 janvier 2006, *Commission c/ Conseil et Parlement*, C-178/03, points 41 et 42.

promotion des énergies renouvelables. Suivant T. Sveen, la pratique institutionnelle et la juridiction de la Cour conduirait à trancher cette incertitude en faveur d'une harmonisation exhaustive, lorsque cela est applicable, sur le fondement de la politique de l'environnement, celle-ci laissant une plus grande marge de manœuvre à l'Union. Le choix de la base juridique de l'article 192 TFUE aurait donc vocation à être maintenu, afin de permettre l'harmonisation de la politique de promotion des énergies renouvelables¹¹⁰⁴.

1270. Une seconde interprétation, « objective », défendue par la majorité des auteurs¹¹⁰⁵, interprète l'article 194 TFUE comme une *lex specialis*, excluant que les actes de droit dérivé visant à atteindre les objectifs qu'elle fixe puissent être fondés sur une autre base juridique. Selon cette lecture, une même mesure ne peut être adoptée par l'Union européenne que sur le fondement d'une des deux politiques, en fonction des objectifs qui sont les siens. La mise en place d'une politique de l'énergie par le traité de Lisbonne, dont le champ d'application se définit notamment au regard de son objectif consistant à « *promouvoir (...) le développement des énergies nouvelles et renouvelables* », exclut donc que les mesures poursuivant cet objectif puissent désormais être adoptées sur le fondement de l'objectif de « *l'utilisation prudente et rationnelle des ressources naturelles* » de la politique de l'environnement, quand bien même cet objectif a permis jusqu'ici de fonder juridiquement ces mesures.

1271. Le débat entre ces deux interprétations de la relation entre les articles 191 et 194 TFUE se justifie du fait de choix des bases juridiques de dispositions de droit dérivé ultérieurement à l'entrée en vigueur du TFUE, qui ont pu semer le doute.

1272. En effet, l'hypothèse du transfert des dispositions de droit dérivé relatives à la promotion des énergies renouvelables dans le champ de la politique de l'énergie a semblé confirmée par l'adoption de la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, qui a pour base juridique l'article 194, paragraphe 2, TFUE. Cet article dispose que le Parlement et le Conseil établissent les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1. Compte tenu de la rédaction du paragraphe 1, c), qui inclut l'efficacité énergétique au même titre que la promotion des énergies renouvelables, il semble cohérent que ce choix de base juridique s'applique également aux mesures visant la promotion des énergies renouvelables.

¹¹⁰⁴ Sveen (T), « The interaction between Article 192 and 194 TFEU », in *Renewable Energy Law in Europe*, Veröffentlichungen des Instituts für Energie und Regulierungsrecht Berlin, 50, p. 157-182.

¹¹⁰⁵ Farantouris (N. E.), « La nouvelle base juridique de la politique énergétique de l'UE », *Revue de l'énergie*, 2011 ; SRU, German Advisory Council on the Environment, *Pathways towards a 100% renewable electricity system*, octobre 2011, p. 180 ; Fouquet (D), Van Nysten (J), Johnston (A), *D3.1 Report, Potential areas of conflict of a harmonised RES support scheme with European Union Law*, 2012.

1273. Dans le sens contraire, la directive 2015/1513/UE du 9 septembre 2015, qui modifie la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, a pour base juridique l'article 192, paragraphe 1, TFUE, ainsi que l'article 114 TFUE en liaison avec certaines dispositions. Or, la Commission justifie ce choix dans sa proposition de directive en indiquant que « *l'objectif premier des directives (98/70/CE et 2009/28/CE) est la protection de l'environnement et le fonctionnement du marché intérieur* »¹¹⁰⁶.

1274. Cette question a cependant été définitivement tranchée dans le sens d'une interprétation « objective » de l'article 194 TFUE par l'adoption de la directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Celle-ci a en effet pour unique fondement juridique l'article 194, paragraphe 2 TFUE. La Commission a d'ailleurs justifié ce choix dans sa proposition de directive en indiquant que, le traité contenant une base légale spécifique à l'énergie, il est approprié de se baser sur elle¹¹⁰⁷.

1275. Il semble donc que, en raison de la nature de *lex specialis* de l'article 194, l'article 192, paragraphe 2, point c) TFUE ne permet pas à l'Union européenne d'adopter des mesures portant atteinte au droit d'un Etat membre de déterminer son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique lorsque ces mesures visent le développement des énergies renouvelables.

2) Une protection limitée aux intérêts stratégiques

1276. Pour autant, si l'article 194, paragraphe 2 TFUE exclut l'application concurrente de l'article 192, paragraphe 2 TFUE, se pose encore la question de l'intensité de la protection du droit des Etats membres qu'il prévoit.

1277. Une première interprétation consiste à considérer que l'article 194, paragraphe 2 TFUE exclut expressément ces questions du champ de la politique de l'énergie¹¹⁰⁸, et donc exclut toute mesure affectant le droit d'un Etat membre de déterminer les conditions

¹¹⁰⁶ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2012) 595 final 2012/0288 (COD), p. 6.

¹¹⁰⁷ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2016) 767 final, 23 février 2017, p. 7.

¹¹⁰⁸ Thieffry (P), « Les politiques européennes de l'énergie et de l'environnement : rivales ou alliées? », *R.A.E. – L.E.A.*, 2009-2010/4, p. 783-809.

d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique, sans distinguer selon que le degré d'intensité de cet impact.

1278. Une seconde interprétation consiste à considérer que l'article 194, paragraphe 2 TFUE n'exclut implicitement mais nécessairement que les mesures affectant « significativement » ce droit des Etats membres. Cette interprétation se fonde sur le fait que cette disposition étant dérogatoire à la règle générale de la compétence partagée, son champ d'application doit être interprété de manière restrictive. Or, une interprétation restrictive implique l'application d'un certain seuil de pertinence¹¹⁰⁹. Deux arguments vont dans ce sens.

1279. Le premier, de nature systémique, consiste à avancer qu'il n'existe pas de question dans le domaine de l'énergie qui puisse être réglementée par l'Union européenne sans avoir d'effet sur le droit des Etats membres mentionné à l'article 194, paragraphe 2 TFUE. Une compréhension extensive de l'alinéa 2 du paragraphe 2 aboutirait donc à vider de sa substance l'alinéa 1, qui donne compétence à l'Union européenne pour établir « les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs visés au paragraphe 1 ». Le principe de la cohérence du droit de l'Union, défini à l'article 7 TFUE, impliquerait donc que l'article 194, paragraphe 2 TFUE exclut toute mesure affectant le droit d'un Etat 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, sous réserve que l'impact visé soit « significatif ».

1280. Le second, de nature historique, se fonde sur le fait que le législateur communautaire a établi une compétence énergétique spécifique sans modifier formellement les compétences respectives des Etats membres et de l'Union. En effet, la politique de l'énergie relève, comme les politiques de l'environnement et du marché intérieur, de l'article 4, qui établit une compétence partagée. Cela indiquerait que le législateur n'a pas voulu limiter les compétences déjà accordées à l'Union européenne. Or les conditions d'exploitation des ressources énergétiques ont déjà été soumises au droit communautaire, notamment par les directives 2009/28/CE et 2009/72/CE. Il serait paradoxal et contradictoire qu'en créant formellement une nouvelle compétence de l'Union, la politique de l'énergie, le législateur membres ait voulu établir une restriction de compétence, qui aboutisse à interdire l'adoption par l'Union européenne d'actes qu'elle avait auparavant la compétence de prendre.

¹¹⁰⁹ SRU, German Advisory Council on the Environment, *Pathways towards a 100% renewable electricity system*, octobre 2011, p. 180 ; Fouquet (D), Van Nysten (J), Johnston (A), *D3.1 Report, Potential areas of conflict of a harmonised RES support scheme with European Union Law*, 2012, p. 17.

1281. Il semble donc vraisemblable que doive être suivie une interprétation restrictive de l'article 194, paragraphe 2 TFUE, suivant laquelle une mesure doit avoir un effet suffisamment « significatif » sur le droit protégé pour être interdite par cette disposition.

1282. Une telle hypothèse est en outre cohérente avec la base juridique donnée par le législateur de l'Union européenne à la récente directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui se fonde sur l'article 194, paragraphe 2 TFUE. Or, comme l'indique l'avocat général Bot dans ses conclusions dans l'affaire *Ålands Vindkraft*¹¹¹⁰, la directive 2009/28/CE, qu'elle remplace, affectait déjà, au titre de la politique de l'environnement, le droit des Etats membres protégé par son alinéa 2.

B/ Une protection non exhaustive

1283. Si la protection du droit des Etats membres prévue par l'article 194, paragraphe 2 TFUE est réelle, elle n'est nullement illimitée. Elle n'implique pas qu'aucun acte affectant ce droit ne puisse être pris par l'Union européenne au titre d'autres politiques, notamment la politique de l'environnement (1). L'étendue de la protection du droit des Etats membres détaillé à l'article 194, paragraphe 2 TFUE dépend donc des critères permettant de rattacher des mesures l'affectant à d'autres politiques de l'Union européenne (2).

1) Un champ d'application limité à la politique de l'énergie

1284. En premier lieu, l'article 194, paragraphe 2 TFUE n'implique pas que l'Union européenne ne puisse, au titre de la politique de l'environnement, adopter aucune disposition affectant le droit d'un Etat membre de déterminer son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique.

1285. Comme le rappelle l'avocat général Bot dans ses conclusions dans l'affaire *Ålands Vindkraft* : « *S'il résulte de l'article 194, paragraphe 2, second alinéa, TFUE que la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie entend respecter la liberté de choix du bouquet énergétique national, sans préjudice de l'article 192, paragraphe 2, sous c), TFUE, ce choix de politique énergétique peut, néanmoins, être affecté par les mesures arrêtées par l'Union dans le cadre de sa politique de l'environnement, comme en atteste la directive 2009/28 elle-même qui, en imposant à chaque Etat membre des objectifs contraignants de*

¹¹¹⁰ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 104.

consommation d'énergie verte, influe nécessairement sur la composition de leur bouquet énergétique »¹¹¹¹.

1286. En conséquence, si des mesures affectant le choix d'un Etat membre entre différentes sources d'énergie ou affectant la structure générale de son approvisionnement énergétique ne peuvent, au moins dans une certaine mesure, être adoptées par l'Union européenne dans le champ de la politique de l'énergie, elles peuvent l'être dans le champ de la politique de l'environnement.

1287. À l'intérieur du champ de la politique de l'environnement, la lecture de l'article 192 TFUE laisse comprendre qu'une distinction doit être faite entre, d'un côté, les mesures affectant « sensiblement » le choix des Etats membres en la matière, et, d'un autre côté, les mesures qui ne les affectent pas « sensiblement ». Les premières doivent être adoptées à l'unanimité par le Conseil, suivant la procédure prévue par l'article 192, paragraphe 2, point c), ce qui aboutit de facto à donner à chaque Etat membre un droit de veto à toute initiative européenne. Les secondes peuvent donc être adoptées suivant la procédure législative ordinaire, sur la base de l'article 192, paragraphe 1 TFUE. A l'appui de cette lecture, il est à rappeler que l'avocat général Bot, dans ses conclusions dans l'affaire *Ålands Vindkraft* citées ci-dessus, admettait clairement l'existence que la directive 2009/28/CE affectait ce droit des Etats membres. Or, cette directive a été adoptée sur la base de l'article 175, paragraphe 1 TCE, actuel article 192, paragraphe 1 TFUE, et non sur la base de l'article 175, paragraphe 2, ce qui implique qu'elle n'affectait pas ce droit de manière « sensible ».

1288. À cet égard, il est à noter que la pratique institutionnelle a retenu une conception très restrictive de l'article 192, paragraphe 2, c) TFUE. En effet, ni la directive 2009/28/CE, ni par exemple la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un régime d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté, qui visent de toute évidence à modifier le mix énergétique des Etats membres, n'ont été adoptées sur la base de l'article 175, paragraphe 2, c) TCE, mais l'ont été sur la base de l'article 175, paragraphe 1 TCE. En effet, la qualification d'effet « sensible » est laissée à la discrétion des institutions de l'Union européenne, et ne fait l'objet que d'un examen limité par la Cour. La répartition des compétences entre l'Union européenne et les Etats est donc en réalité très dépendante de la pratique.

1289. En revanche, la situation est très différente en ce qui concerne le droit des Etats membres de définir les « conditions d'exploitation des ressources énergétiques ». Celui-ci, écarté du champ de la politique de l'énergie par l'article 194, paragraphe 2 TFUE, n'est pas pour autant inclus dans l'article 192, paragraphe 2, point c) TFUE. La liberté de choix des Etats membres sur point est donc entièrement préservée dans le domaine de l'énergie.

¹¹¹¹ Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12, point 104.

1290. En second lieu, la doctrine et la jurisprudence ont bien établi dans quelle mesure l'Union européenne peut, au titre d'autres politiques, notamment au titre de la politique du marché intérieur, adopter des dispositions affectant le droit d'un Etat 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.

1291. En effet, le champ de la politique énergétique se définit selon les objectifs listés à l'article 194 TFUE, ce qui implique que la restriction de compétence établie par son paragraphe 2 ne s'applique que dans la mesure où les actes considérés visent ces objectifs. Par conséquent, l'Union européenne peut adopter, au titre d'autres politiques, des dispositions affectant incidemment le droit d'un Etat 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, ce que semble indiquer la précision que l'article 194, paragraphe 2 s'applique « *sans préjudice de l'application d'autres dispositions des traités* ». Cela vise notamment la politique du marché intérieur, qui attribue une compétence générale à l'Union européenne pour arrêter les mesures relatives au rapprochement des législations qui ont pour objet l'établissement et le fonctionnement du marché intérieur.

1292. Cette analyse a été confirmée par la Cour dans un arrêt du Tribunal du 7 mars 2013, dans lequel elle a énoncé que cette préservation du droit des Etats membres se limite à la politique de l'énergie, mais ne constitue pas un principe impliquant que les mesures adoptées dans le cadre d'autres politiques ne sauraient porter atteinte à ce droit. En effet, « *rien ne permet de supposer que l'article 194, paragraphe 2, deuxième alinéa, TFUE établit une interdiction générale d'affecter ce droit* », et qu'au contraire « *l'article 194 TFUE est une disposition générale valant dans le seul domaine de l'énergie et, donc, définit une compétence sectorielle* »¹¹¹².

2) Des critères de rattachement à la politique de l'énergie établis par la jurisprudence

1293. Puisque les mesures adoptées dans le cadre d'autres politiques peuvent porter atteinte au droit des Etats membres protégé à l'article 194, paragraphe 2 TFUE, la question est de savoir sur quels critères une telle mesure doit être rattachée à la politique de l'énergie, et donc interdite, ou à une autre politique, et donc éventuellement autorisée. Un éclairage peut être apporté par la lecture de la décision *Parlement c/ Conseil* de la Cour du 6 septembre 2012¹¹¹³. Etait en cause dans cette affaire un règlement concernant la communication à la

¹¹¹² Tribunal UE, 7 mars 2013, T-370/11, points 16 et 17.

¹¹¹³ CJUE, 6 septembre 2012, *Parlement c/ Conseil*, C-490/10, points 66 à 76.

Commission des projets d'investissement relatifs à des infrastructures énergétiques dans l'Union européenne, adopté en vue de permettre la réalisation des objectifs de l'article 194, paragraphe 1 TFUE. Le litige portait sur la base juridique à adopter, à savoir l'article 337 TFUE, relatif au recueil d'information par la Commission, ou l'article 194 TFUE.

1294. La Cour y a rappelé que l'article 194 TFUE constitue la base juridique des actes de l'Union européenne qui sont « nécessaires » pour atteindre les objectifs assignés à la politique de l'énergie par son paragraphe 1¹¹¹⁴. Plus précisément, « *une telle disposition constitue la base juridique destinée à s'appliquer à l'ensemble des actes adoptés par l'Union dans le domaine de l'énergie qui sont de nature à permettre la mise en œuvre de ces objectifs, sous réserve, ainsi qu'il peut être déduit des termes « sans préjudice de l'application d'autres dispositions des traités» introduisant le paragraphe 2 de l'article 194 TFUE, des dispositions plus spécifiques prévues par le traité FUE et relatives à l'énergie* »¹¹¹⁵.

1295. Or, selon une jurisprudence constante, le choix de la base juridique d'un acte de l'Union européenne doit se fonder sur des éléments objectifs susceptibles de contrôle juridictionnel, parmi lesquels figurent la finalité et le contenu de cet acte¹¹¹⁶. À l'occasion de cette affaire, la Cour a jugé comment évaluer la présence du caractère « nécessaire » d'un acte à la réalisation des objectifs du paragraphe 1 de l'article 194 TFUE, au regard de deux critères, un critère de spécificité, qui est relatif au contenu de l'acte, et un critère d'immédiateté, relatif à la finalité de l'acte.

1296. Le premier critère est ordonné autour de la spécificité du contenu de l'acte au regard d'une politique de l'Union européenne. La Cour a ainsi rappelé que l'article 194 TFUE doit être la base juridique des dispositions visant spécifiquement les objectifs mentionnés à son paragraphe 1, et a implicitement confirmé qu'il ne pourrait être la base juridique de dispositions à caractère plus général.

1297. Surtout, la Cour a établi le poids de ce critère. En effet, la question se posait de savoir comment celui-ci devait s'appliquer en fonction de l'incidence de l'acte concerné sur la politique visée. La Cour a jugé que le critère déterminant est la délimitation du champ d'application de l'acte et non l'importance de son incidence sur la politique de l'énergie. En effet, « *il ne saurait être considéré que le règlement attaqué n'exerce à cet égard qu'une incidence indirecte et accessoire sur la politique énergétique de l'Union* » car « *le système de collecte d'informations institué par le règlement attaqué porte non pas sur des informations à caractère général mais sur des données et informations précises relatives aux infrastructures énergétiques de l'Union* »¹¹¹⁷.

¹¹¹⁴ CJUE, 6 septembre 2012, *Parlement c/ Conseil*, C-490/10, point 66.

¹¹¹⁵ *Ibid.*, point 67.

¹¹¹⁶ *Ibid.*, C-490/10, point 44.

¹¹¹⁷ *Ibid.*, points 70 et 71.

1298. Le second critère est ordonné autour de l'immédiateté de l'acte au regard de la finalité d'une politique de l'Union européenne. La question était de savoir si une distinction devait être faite entre l'objet immédiat de l'acte, en l'espèce la collecte d'informations, et son objectif ultérieur, à savoir les objectifs de la politique énergétique qui pourraient être poursuivis grâce aux informations ainsi obtenues. La Cour a jugé inopérante cette distinction lorsque l'objet immédiat de l'acte a précisément pour but de permettre d'atteindre les objectifs spécifiques de la politique de l'Union européenne visée. Dans ce cas l'objet immédiat de l'acte et l'objectif poursuivi par la politique en cause sont « intrinsèquement liés et indissociables », et la base juridique de l'acte doit être celle de cette politique¹¹¹⁸.

1299. La Cour lie enfin l'un et l'autre critère, en indiquant que c'est parce que la distinction entre l'objet immédiat de l'acte et son objectif ultérieur est inopérante que la question de son incidence sur la politique visée de l'énergie est sans importance au regard du critère de la spécificité de l'acte¹¹¹⁹.

II/ Une évolution modifiant l'économie de la politique de l'énergie de l'Union européenne

1300. Le respect du critère d'efficacité des aides aux énergies renouvelables, tel qu'il a été développé par la Commission, est assuré par les dispositions des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables des LDAEE 2014, lesquelles sont, du moins pour celles relatives au mode d'attribution des aides, susceptibles d'entrer en contradiction avec le droit des Etats membres garanti par l'article 194, paragraphe 2, TFUE. Il en résulte une « harmonisation » de fait des politiques nationales de développement de la production d'électricité renouvelable différentes de l'harmonisation prévue par l'économie de la politique de l'énergie instituée par le traité de Lisbonne (A). Cette contradiction s'explique par le cadre conceptuel qui guide l'encadrement par la Commission des politiques nationales de soutien à l'économie, cadre ordonné par la théorie néoclassique de l'économie (B).

À/ Une évolution en contradiction avec le droit des Etats membres protégé

1301. En raison de la réunion de plusieurs facteurs, le pouvoir de la Commission de contrôle des aides d'Etat eu regard du droit de la concurrence montre une évolution vers une forme de pouvoir d'« harmonisation » des politiques de nationales de développement de la

¹¹¹⁸ *Ibid.*, point 76.

¹¹¹⁹ *Ibid.*, point 77.

production d'électricité renouvelable (1). Or, le contenu donné à cette « harmonisation » entame une partie importante de la marge de manœuvre des Etats membres dans la définition de leurs politiques de développement des énergies renouvelables, pourtant garantie par l'article 194 TFUE, ce qui se pose un certain nombre de questions quant à sa légalité et à sa légitimité (2).

1) Un pouvoir de la Commission évoluant vers une forme d'« harmonisation » des politiques nationales de développement des énergies renouvelables

1302. Se pose la question de la compatibilité des « conditions générales » relatives au mode d'attribution des aides avec le « *droit d'un Etat 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* », protégé par l'article 194, paragraphe 2, TFUE.

1303. En effet, les conditions relatives au mode d'attribution des aides, notamment le principe des appels d'offres technologiquement neutres, portent manifestement atteinte à ce droit des Etats membres. Notamment, les autorités françaises estimaient ces conditions incompatibles avec l'ordonnancement juridique de l'Union européenne¹¹²⁰, en considérant que le degré de précision des LDAEE 2014 « *revient à imposer des choix relevant des Etats membres* »¹¹²¹, et notamment « *définit précisément les outils de politique énergétique acceptables aux yeux de la Commission* », ce qui « *remet en cause la compétence laissée aux Etats Membres en matière de définition du mix énergétique* »¹¹²².

1304. Ces conditions s'inscrivent dans un cadre très spécifique, résultant de la conjonction de trois facteurs, une « conditionnalité réglementaire implicite » qui résulte de la pratique de la Commission en matière de contrôle des régimes d'aide, l'adoption du critère d'efficience dans l'examen des aides d'Etat, et les objectifs nationaux contraignant imposés par la directive 2009/28/CE. Ce cadre particulier aboutit dans le domaine des aides d'Etat aux énergies renouvelables à une forme spécifique de « pouvoir d'harmonisation » de la Commission.

1305. En effet, il est possible de se demander si l'adoption du critère d'efficience comme principe directeur de la mise en œuvre des politiques de l'Union européenne dans le discours de la Commission, et donc comme critère appliqué dans l'exercice de sa compétence de contrôle des aides d'Etat, n'entraîne pas un changement de nature de cette compétence.

¹¹²⁰ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 4.

¹¹²¹ *Ibid.*, p. 2.

¹¹²² *Ibid.*, p. 4.

1306. L'analyse des critères de distinction des pouvoirs d'encadrement et d'harmonisation ainsi que des relations existantes entre eux a donné lieu à une abondante production doctrinale¹¹²³. Ces distinctions étant cependant purement théoriques, aux fins de catégorisation des actes émanant des instances européennes, la présente étude s'appuie sur la distinction opérée par Olivier Peiffert dans son étude de l'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement¹¹²⁴, celle-ci présentant l'avantage de s'appuyer sur une approche fonctionnelle des deux termes, en fonction de leurs effets concrets sur la liberté d'action des Etats membres, ce qui est l'objet ici étudié.

Suivant cette approche fonctionnelle, le « pouvoir d'encadrement » se définit comme un pouvoir de sanction, au moyen d'actes individuels, d'une règle imposant une interdiction de faire et de ses exceptions. Il a donc pour seul effet d'interdire l'adoption d'une mesure spécifique par un Etat membre en particulier, laissant donc subsister les disparités entre les Etats membres. De son côté, le « pouvoir d'harmonisation » se définit comme un pouvoir d'adoption, au moyen d'actes de portée générale, de règles imposant des obligations de faire et de ne pas faire, avec pour effet de réduire les disparités entre les Etats membres.

Il importe enfin de souligner que, si sur le plan fonctionnel les deux pouvoirs poursuivent un objectif commun, à savoir le processus d'intégration de l'Union, ils sont juridiquement autonomes et exercent leurs effets sur des plans différents. En conséquence ils peuvent coexister, et potentiellement se chevaucher, dans les mêmes domaines.

1307. Au regard de ces distinctions, l'interdiction de principe des aides d'Etat et les dérogations prévues par l'article 107 TFUE ainsi que le contrôle effectué par la Commission sur le fondement de ces dispositions et de l'article 108 TFUE relèvent en principe du pouvoir d'encadrement de l'Union européenne, tandis que les directives et règlements relèvent du pouvoir d'harmonisation.

1308. En matière de politique de l'environnement et de politique de l'énergie cependant, les développements précédents amènent à s'interroger sur une possible remise en cause de cette distinction. Comme il l'a été montré, la pratique de la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat aboutit à une véritable « conditionnalité réglementaire implicite »¹¹²⁵, qui en pratique contraint les Etats membres, pour mettre en œuvre des mécanismes de soutien, à suivre un certain nombre de prescriptions détaillées dans les conditions générales applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables. Dans ses conditions, l'effet concret des LDAEE 2014 se rapproche davantage

¹¹²³ Pour une étude des débats portant sur la distinction entre pouvoir d'encadrement et pouvoir d'harmonisation, voir Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013, p. 239 et suiv.

¹¹²⁴ Voir Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013.

¹¹²⁵ Péjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 104 et suiv.

de l'obligation de faire, caractéristique du pouvoir d'harmonisation, et s'éloigne de l'obligation de ne pas faire, caractéristique du pouvoir d'encadrement.

1309. Il est vrai que si cette pratique de la Commission aboutit à un ensemble de prescriptions positives, celles-ci ne s'appliquent que dans le cas où un Etat membre souhaite mettre en place un mécanisme de soutien aux énergies renouvelables, ce qu'aucun Etat membre n'est en principe obligé de faire.

1310. Ce constat doit cependant être relativisé dans le cas des aides d'Etat à la production d'électricité renouvelable. En effet, d'un côté, la directive 2009/28/CE fixe des objectifs, qualifiés de « contraignants », concernant la part de l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie, et, de l'autre, impose aux Etats membres de mettre en place « *des mesures conçues de manière efficace* » pour garantir l'atteinte de ces objectifs, ces mesures pouvant « notamment » prendre la forme de régimes d'aide et de mesures de coopération entre Etats membres et avec des pays tiers¹¹²⁶. Même si la directive n'impose pas formellement aux Etats membres de recourir à des mécanismes d'aide, il est manifeste que la lecture jointe des paragraphes 2 et 3 de son article 3 impose en pratique aux Etats membres de mettre en place de tels instruments, au moins tant que les conditions économiques ne permettront pas aux énergies renouvelables d'être compétitives sur le marché, ce qu'admet d'ailleurs le législateur dans les considérants de la directive¹¹²⁷.

Du fait de l'évolution de la pratique de la Commission en matière de qualification des mesures notifiées, il est donc possible de considérer qu'il s'agit d'un cas d'acte de droit dérivé très particulier, ayant pour conséquence d'imposer aux Etats membres l'adoption d'aides d'Etat.

1311. Compte tenu de ces éléments, il semble que le pouvoir de la Commission de contrôle des mesures notifiées, ordonné par le critère d'efficience, réponde dans les faits à la définition du pouvoir d'harmonisation comme « *un processus d'édiction d'actes de portée générale contenant des normes impératives s'imposant à tous les Etats membres* »¹¹²⁸, et puisse donc être considéré comme une forme spécifique de pouvoir d' « harmonisation », certes limité quant à son champ d'application. Ce contexte permet de cette manière à la Commission d'imposer d'une « forme d'eupéanisation implicite »¹¹²⁹ de cette politique.

1312. Sa pratique décisionnelle en matière d'aides d'Etat est ainsi un levier particulièrement important qui lui permet d'exercer « *une politique économique par*

¹¹²⁶ Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 3.

¹¹²⁷ *Ibid.*, considérant 27.

¹¹²⁸ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013, p. 371.

¹¹²⁹ Pėjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p 281.

appropriation »¹¹³⁰, en soumettant les mesures d'aides au fonctionnement à un cadre de règles structurelles et comportementales strict.

2) Des « conditions générales » des LDAEE 2014 à la légalité et à la légitimité contestables

1313. Dès lors qu'en pratique, les effets de l'adoption des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement aux énergies renouvelables dans les LDAEE 2014 se rapprochent de ceux d'une harmonisation des politiques des Etats membres en matière de soutien à cette production, il n'est pas illégitime de comparer le contenu matériel de cette « harmonisation » avec les dispositions de l'article 194 TFUE, qui constituent en principe le cadre de droit primaire des actes d'harmonisation des politiques nationales en matière énergétique.

1314. Comme il l'a été montré plus haut, afin de rattacher ces conditions à l'article 107, paragraphe 3, c), TFUE, la Commission développe un raisonnement indirect, en se fondant sur la planification, en vue de l'atteinte de l'objectif d'intérêt commun de réduction des émissions à effet de serre, du déploiement des énergies renouvelables par le Cadre d'action pour 2030¹¹³¹. Or, les objectifs en matière de déploiement des énergies renouvelables se rattachent directement à la politique de l'énergie telle qu'elle est définie à l'article 194, paragraphe 1, TFUE.

1315. En tant donné que la situation particulière dans laquelle ces conditions s'inscrivent leur confère des effets contraignant similaires à ceux d'un acte d'harmonisation, en pratique le raisonnement suivi par la Commission aboutit donc paradoxalement à établir des règles entrant en contradiction avec l'article 194 TFUE au motif que l'article 107, paragraphe 3, c) impose de contrôler que les mesures notifiées sont de nature à permettre de façon efficace la réalisation d'objectifs relevant précisément de la politique énergétique de l'Union.

1316. L'économie de l'« harmonisation » effectuée par la Commission établit donc une prééminence de l'objectif de développement des énergies renouvelables sur le droit des Etats membres de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, le choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de l'approvisionnement énergétique, et exerce son influence dans un champ d'action de l'Union européenne théoriquement encadré par la politique de l'énergie définie à l'article 194 TFUE. La garantie du droit des Etats par l'article 194, paragraphe 2, TFUE, se trouve ainsi contournée par la

¹¹³⁰ *Ibid.*, p 281.

¹¹³¹ Communication de la Commission du 22 janvier 2014, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, COM(2014) 15 final.

pratique de la Commission dans l'exercice de sa compétence fondée sur les articles 107 et 108 TFUE.

1317. Cette pratique semble cependant doublement contestable. En premier lieu, le raisonnement développé par la Commission pour fonder les « conditions générales applicables aux aides à l'investissement et au fonctionnement en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables » est contestable à deux titres.

1318. D'une part, l'application d'un critère d'efficience dans le contrôle de la conformité des mesures notifiées à l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, est dans son principe même contestable. Elle se fonde en effet sur une interprétation particulièrement extensive des conditions de compatibilité d'une aide d'Etat au titre de cet article, à laquelle il peut être reproché de s'écarter de l'intention des rédacteurs du traité. Les autorités françaises, de même que les autorités allemandes¹¹³², ont ainsi contesté cette pratique comme aboutissant à étendre le contrôle de la Commission au-delà des problématiques de concurrence pour affecter d'autres politiques de l'Union¹¹³³.

1319. D'autre part, dans le cas spécifique des LDAEE 2014, le raisonnement par lequel la Commission fonde ces « conditions générales » sur l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE semble présenter une certaine fragilité. En effet, la Commission légitime les critères adoptés comme étant nécessaires à la réalisation des objectifs du Cadre d'action pour 2030 en matière de déploiement des énergies renouvelables. Or, ces objectifs, même s'ils ont pour finalité la réduction des émissions de gaz à effet de serre, se rattachent directement à la politique de l'énergie telle qu'elle est définie à l'article 194, paragraphe 1, TFUE. La question peut se poser de savoir si la Commission peut s'appuyer, pour justifier l'interprétation d'un article du traité, en l'espèce l'article 107, paragraphe 3, c), sur un acte de mise en œuvre d'un objectif particulier d'une politique de l'Union européenne sans considérer l'économie de ladite politique telle qu'elle est établie par le traité. Une telle pratique semble en effet contradictoire avec le principe selon lequel « *l'Union veille à la cohérence entre ses différentes politiques et actions, en tenant compte de l'ensemble de ses objectifs et en se conformant au principe d'attribution des compétences* », défini à l'article 7 TFUE.

1320. En second lieu, étant donné les effets des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables dans la situation particulière dans laquelle elles s'appliquent, similaires à ceux d'un acte d'harmonisation, se pose la question de la légitimité de la Commission à adopter ces conditions. Bien que, sur le

¹¹³² Blauburger (M), "From Negative to Positive Integration? European State Aid Control Through Soft and Hard Law », Discussion Paper, Max-Planck Institut, 04/08.

¹¹³³ Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie, p. 2.

plan de la légalité, ces critères peuvent être effectivement compatibles avec le traité, il est manifeste qu'elles posent plusieurs questions de légitimité.

1321. Tout d'abord, l'« harmonisation » exercée de fait dans le domaine de la promotion des énergies renouvelables s'effectue en fonction de principes définis discrétionnairement par la Commission, hors du contrôle démocratique prévu par le traité pour encadrer l'adoption des actes d'harmonisation prévus par ses dispositions, à savoir les procédures législatives d'adoption des directives et règlements prévues par son article 289.

1322. Ensuite, l'encadrement des politiques de développement des énergies renouvelables des Etats membres qui résulte des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables s'écarte de toutes évidences de l'intention des rédacteurs du traité. En effet, il est manifeste que ceux avaient l'intention, en inscrivant à l'article 194, paragraphe 2 TFUE une disposition garantissant le droit de l'Etat 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* », de limiter les compétences de l'Union européenne en matière énergétique. Les autorités françaises estimaient d'ailleurs que ces dispositions seraient de ce fait incompatibles avec la directive 2009/72/CE, qui fixe des objectifs contraignant de développement des énergies renouvelables aux Etats membres, en considérant que ces obligations et la responsabilité que portent les Etats membres si elles ne sont pas remplies impliquent qu'ils puissent recourir aux dispositifs de soutien de leurs choix pour assurer ce développement¹¹³⁴.

1323. S'il est vrai, que cette restriction de compétence n'interdit pas à l'Union européenne d'adopter, au titre d'autres politiques, des dispositions affectant incidemment ce droit des Etats membres, de telles mesures doivent en principe poursuivre d'autres objectifs que listés à l'article 194 TFUE. Or, en l'occurrence, le rattachement des critères des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement en faveur des énergies renouvelables à la politique de la concurrence est pour le moins discutable tant elle est indirecte. Ainsi, les autorités françaises estimaient-elles que les problématiques abordées par ces critères devaient être abordées non dans les LDAEE 2014 mais « *prioritairement dans le cadre de la politique énergétique et du cadre législatif en vigueur (directive 2009 sur les énergies renouvelables)* »¹¹³⁵.

B/ Une évolution juridique portant une politique économique

¹¹³⁵ *Ibid.*, p. 3.

1324. Le contenu de l'« harmonisation » des politiques de soutien aux énergies renouvelables effectuée par la Commission au moyen de sa compétence de contrôle des aides d'Etat s'appuie, sur le plan doctrinal, sur la théorie néoclassique de l'économie, en vue d'encadrer l'intégration de l'Union européenne (1), ce qui n'est pas sans entraîner un certain nombre d'incertitudes sur l'effectivité de la directive relative à la promotion des énergies renouvelables récemment adoptée (2).

1) Une évolution visant à répondre aux risques liés à l'intégration européenne depuis le traité de Maastricht

1325. Le droit des aides d'Etat ouvre à la Commission une marge de manœuvre très importante, qui lui permet d'exercer « *une politique économique par appropriation* »¹¹³⁶, en soumettant les mesures d'aides au fonctionnement à un cadre de règles structurelles et comportementales strict. Cette « *forme de politique économique au niveau de l'UE* »¹¹³⁷ mise en œuvre par la Commission vise ainsi à donner une cohérence aux interventions nationales en les inscrivant dans une perspective commune¹¹³⁸.

a) Une politique d'« harmonisation » fondée sur la théorie néoclassique de l'économie

1326. Cette perspective commune vise à « *transformer l'économie en vue d'une utilisation plus efficace des ressources* »¹¹³⁹, en supprimant les distorsions de marché qui empêchent les acteurs économiques de prendre les décisions optimales de production et de consommation¹¹⁴⁰.

1327. Cette politique, mise en œuvre dans le domaine des énergies renouvelables par les LDEE 2008 puis les LDAEE 2014, est structurée par un ensemble de concepts économiques qui reflètent l'évolution de doctrine économique de la Commission, laquelle fonde aujourd'hui sa pratique sur la théorie néoclassique de l'économie du bien-être¹¹⁴¹. Cette

¹¹³⁶ Péjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p 281.

¹¹³⁷ *Ibid.*, p. 273.

¹¹³⁸ Alves (C-M), « Énergies renouvelables et droit de l'union européenne entre marché (intérieur) et intérêt général », *Revue juridique de l'environnement*, 2014/2, p. 263-276.

¹¹³⁹ Communication de la Commission du 20 septembre 2011, Feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources, COM(2011) 571 final.

¹¹⁴⁰ *Ibid.*, p. 4 et 5.

¹¹⁴¹ Sur le recours à la théorie néoclassique de l'économie, voir notamment : Durand (E), *Electricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, Thèse, Université Jean Moulin Lyon 3, 2017, p. 381 et suiv.

théorie postule un « optimum de Pareto », situation de maximisation du bien-être social des agents économiques, lequel est mesuré selon une fonction d'utilité des agents économiques, et notamment des consommateurs¹¹⁴².

1328. Plus précisément, les notions économiques qui ordonnent la doctrine administrative dans les LDEE 2008, et plus encore dans les LDAEE 2014, traduisent une certaine conception du lien entre la protection de la concurrence et la protection de l'environnement, fondées sur « l'économie de l'environnement »¹¹⁴³. Cette branche de la théorie néoclassique repose sur le postulat de l'allocation optimale des ressources naturelles en situation de concurrence pure et parfaite, en partant du principe que, dans une telle situation, l'allocation correspond aux préférences sociales des acteurs du marché, ceux-ci ayant « internalisé » l'ensemble des coûts et des bénéfices liés à l'exploitation ou la préservation des ressources naturelles. Suivant cette théorie, la légitimité de l'intervention de la puissance publique implique donc qu'elle n'intervienne que pour compenser les déséquilibres qui surviennent sur les marchés et contribue à rétablir leur fonctionnement naturel¹¹⁴⁴. Ainsi, en présence de « défaillances de marché », c'est-à-dire de l'incapacité du jeu libre du marché d'aboutir à cette internalisation, l'application du « principe pollueur-payeur » doit permettre de rétablir l'internalisation des externalités négatives. Dans le cas où cette solution optimale ne peut être mise en œuvre, la structuration des aides auxquelles l'Etat a recours doit donc dépendre de la défaillance de marché en cause, afin de limiter l'impact de la mesure d'aide sur le jeu de l'offre et de la demande, voire de participer au rétablissement des conditions qui permettent le bon fonctionnement du marché¹¹⁴⁵.

1329. La force prescriptrice de cette doctrine économique se trouve développée à un plus haut point dans le contenu donné à la notion de « rapport coût-efficacité favorable » du développement des énergies renouvelables, qui est interprété selon le principe général qu'il revient au marché « *dans toute la mesure du possible déterminer la manière de tirer parti des avantages des énergies renouvelables* »¹¹⁴⁶. En effet, c'est de cette conception de l'efficacité économique de la production des énergies renouvelables que sont déduites les différentes

¹¹⁴² Guerrien (B) et Bénicourt (E), *La théorie économique néoclassique*, La Découverte, « Grands Repères/Manuels », 2008, 3^e éd.

¹¹⁴³ Vallée (A), *Économie de l'environnement*, nouvelle éd., Paris, Seuil, 2011, pp. 31 et s.

¹¹⁴⁴ Karpenschif (M), « Le RGEC : nouveau départ pour le droit des aides d'Etat ? », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 5-6, 26 janvier 2009, p. 2023.

¹¹⁴⁵ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01), point 19

¹¹⁴⁶ Communication de la Commission du 22 janvier 2014, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, COM(2014) 15 final, p. 7.

dispositions des « conditions générales » applicables aux énergies renouvelables inscrites dans les LDAEE 2014¹¹⁴⁷.

1330. Le recours aux concepts économiques permet ainsi à la Commission d'établir un encadrement strict des aides d'Etat fondé sur le principe d'efficience, justifié par une conception prescriptive de l'intervention publique issue de la théorie néoclassique de l'économie. Ainsi, comme l'analysait déjà Olivier Peiffert relativement à la mise en œuvre des LDEE 2008, le recours aux outils économiques dans la pratique administrative de la Commission ne se limite pas à une fonction de support technique à la prise de décision, mais remplit également « *une fonction plus globale de justification de la politique de la Commission* »¹¹⁴⁸.

1331. En théorisant le fait que le contrôle des aides d'Etat doit non seulement « *faire en sorte que les distorsions de concurrence restent limitées, de manière à ce que le marché intérieur reste ouvert à la concurrence* »¹¹⁴⁹ mais aussi « *accroître l'efficacité et l'efficience des dépenses publiques (...)* »¹¹⁵⁰, la Commission s'inscrit dans un mouvement plus vaste d'évolution de la conception du rôle du droit, et notamment du droit public de l'économie, qui promeut un rôle « proactif » du droit.

1332. Issue d'une réflexion sur le droit des affaires aux Etats-Unis, cette conception du droit vise à réformer la place du droit dans la société, en ne le limitant plus à un rôle « réactif » de sanction des comportements prohibés, mais en le faisant évoluer vers un rôle « proactif » d'anticipation. Il s'agit de modifier les paramètres d'une relation juridique afin d'atteindre une finalité particulière¹¹⁵¹. L'approche proactive du droit concernait initialement, tant qu'elle est restée limitée au droit des affaires, les relations de droit privé entre entreprises vis-à-vis du droit en vigueur. L'appréhension de cette notion devient plus complexe dès lors qu'elle est transposée à la production du droit. Dans cette perspective, le cadre juridique ne doit pas seulement « *réagir aux problèmes et de les résoudre* » mais aussi « *en prévenir les causes, et en même temps (...) satisfaire les besoins des citoyens et des entreprises, ainsi que (...) faciliter les interactions productives entre les uns et les autres* ». Pour ce faire, « *l'approche proactive de la pratique du droit recherche un dosage de méthodes devant permettre d'atteindre les objectifs poursuivis : elle n'est pas uniquement axée sur les règles*

¹¹⁴⁷ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 9 et 108.

¹¹⁴⁸ Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013, p. 448.

¹¹⁴⁹ Communication de la Commission du 8 mai 2012, Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat, COM(2012) 209 final, point 5.

¹¹⁵⁰ *Ibid.*, point 4.

¹¹⁵¹ Pour une vision générale de la genèse de la notion proactivité du droit, voir Pėjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017.

de droit et leur application formelle »¹¹⁵². Il s'agit ainsi de pousser au bout de ses conséquences la philosophie juridique moderne du droit, qui postule le droit est constitué « *d'un ensemble de règles et de principes (écrits et non écrits) qui traduisent les intérêts collectifs légitimes de chaque citoyen à un moment de l'histoire* »¹¹⁵³.

1333. Dans le contexte de la relation entre l'Union européenne et les Etats membres, la dimension proactive du droit de l'Union européenne s'analyse au regard de la lettre du traité. Elle prend deux formes, selon que sont concernées les fonctions législatives ou les fonctions exécutives des instances de l'Union européenne.

1334. D'une part, le droit dérivé de l'Union européenne comporte une dimension proactive dans la mesure où le législateur ne se limite pas à une simple mise en place d'un cadre juridique visant à répondre à l'apparition de situations nouvelles afin de faire respecter le traité. Par sa compétence d'harmonisation, il impose des interdictions et des obligations de faire en vue d'aboutir à une situation jugée souhaitable dans les domaines où le traité prévoit l'exercice d'une politique de l'Union. Cette dimension proactive de la fonction législative, classique en droit interne, est d'ailleurs conforme à l'esprit du traité sur l'Union européenne lui-même, qui dispose à son article premier qu'il vise « *une union sans cesse plus étroite entre les peuples de l'Europe* ».

1335. D'autre part, les instances exécutives de l'Union européenne participent également à la production d'un droit proactif, notamment la Commission dans le cadre de sa mission d'interprétation et de mise en œuvre des actes législatifs de l'Union européenne. Dans ce cadre, « *la proactivité exécutive a comme vocation une application plus efficace du droit de l'UE qui participe à l'approfondissement de la construction européenne* »¹¹⁵⁴. Cette dimension de sa pratique dans le domaine du droit de la concurrence a d'ailleurs été théorisée par la Commission dans sa communication du 20 avril 2004 « Une politique de concurrence proactive pour une Europe compétitive ». Elle indique dans cette communication que les instruments de la politique de concurrence ne devraient pas uniquement interdire, pénaliser et prévenir les pratiques anticoncurrentielles, mais que l'objectif d'une politique de la concurrence proactive est d'inciter les entreprises à adopter un comportement dynamique renforçant leur productivité, de contribuer à l'ouverture des secteurs monopolistiques à la concurrence et d'encourager les Etats membres à abaisser les barrières à l'entrée de tous les secteurs réglementés¹¹⁵⁵.

¹¹⁵² Avis du Comité économique et social européen du 28 juillet 2009, L'approche proactive de la pratique du droit: un pas en avant vers une meilleure réglementation au niveau de l'UE (2009/C 175/05), points 1.4 et 1.5.

¹¹⁵³ *Ibid.*, point 1.1.

¹¹⁵⁴ Pégout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 210.

¹¹⁵⁵ Communication de la Commission, Une politique de concurrence proactive pour une Europe compétitive, 20 avril 2004, COM(2004) 293 final, p. 6.

Il s'agit ainsi non pas d'appliquer strictement un encadrement statique des pratiques des Etats membres et des entreprises, mais de mettre en place un encadrement dynamique, qui les amène à modifier leurs pratiques pour demeurer en conformité avec l'interprétation que fait la Commission des dispositions du traité.

1336. Si la notion de proactivité n'est pas reprise par la Commission en tant que telle dans le cadre de la réforme des aides d'Etat aux énergies renouvelables – tout au plus, dans la réforme des modes d'intervention publique, invite-t-elle les pouvoirs publics à « *tirer le meilleur parti (...) des possibilités qu'offre la mise en œuvre proactive de la législation de l'Union européenne* »¹¹⁵⁶ - il est indéniable que cette conception de l'application du traité prévaut dans le contrôle des aides Etat qu'exerce la Commission.

1337. L'usage de ses compétences par la Commission peut mener à deux formes de proactivité, l'une dite « préventive » et l'autre « incitative ».

1338. La première, centrée sur les risques à éviter, renvoie à la conception initiale de la vocation proactive du droit, telle qu'elle a été élaborée dans le contexte du droit des affaires. Dans cette perspective, l'interprétation faite par la Commission du traité vise uniquement à éviter la survenance d'effets négatifs et à prévenir les risques juridiques liés. En matière de droit des aides d'Etat, ce premier aspect correspond à l'élimination ou à la limitation des distorsions de concurrence. En termes de politique de la Commission, cet aspect de la proactivité correspond à une « intégration négative », c'est-à-dire une politique par laquelle la Commission prohibe certains comportements des Etats et des entreprises contraires à l'état du marché intérieur poursuivi.

1339. La seconde, centrée sur les avantages à atteindre, renvoie à la seconde dimension de la proactivité apparue historiquement, qui attribue au droit la mission de promotion d'un comportement conforme à la finalité considérée comme souhaitable. En termes de politique de la Commission, cet aspect de la proactivité correspond à une « intégration positive », c'est-à-dire une politique par laquelle la Commission oriente les comportements des Etats et des entreprises en vue d'un état particulier du marché intérieur.

1340. Considérée sous cet aspect, la politique proactive de la Commission est marquée par un net renforcement de sa dimension « incitative ». La Commission a notamment développé sa politique proactive incitative en vue de l'application du principe d'efficience¹¹⁵⁷, en affirmant la nécessité de « *transformer l'économie en vue d'une utilisation plus efficace des ressources* ». Comme l'indique la Commission, cette transformation passe notamment par

¹¹⁵⁶ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 9.

¹¹⁵⁷ Communication de la Commission du 20 septembre 2011, Feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources, COM(2011) 571 final.

la suppression des diverses distorsions de marché qui empêchent les acteurs économiques de prendre les décisions optimales de production et de consommation¹¹⁵⁸, politique incarnée en matière d'aides d'Etat aux énergies renouvelables par l'inclusion dans les LDAEE 2014 des « conditions générales » applicables aux aides au fonctionnement. La pratique proactive de la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat aboutit ainsi à une évolution majeure de la place du droit dans la construction du marché de l'énergie, qui est passé d'un rôle classique d'accompagnement à un rôle de moteur de l'évolution du marché lui-même¹¹⁵⁹.

b) Un recours à la théorie néoclassique de l'économie visant à pallier un vide théorique

1341. En s'appuyant sur la théorie néoclassique de l'économie, la Commission met en œuvre une forme de politique économique, qui entre en contradiction avec l'économie de la politique de l'énergie définie par le traité. Comme l'a souligné une partie de la doctrine, le risque est que, par la référence aux concepts économiques de cette école, notamment celui de défaillances de marché qui « *peut justifier n'importe quel objectif d'intérêt général* »¹¹⁶⁰, la Commission aille « *au-delà de la validation des choix de la stratégie de Lisbonne* », et « *se donne un outil prétendument scientifique (les défaillances du marché) pour interpréter les objectifs et les politiques prévus par le traité* »¹¹⁶¹. En effet, comme le souligne Olivier Péjout, « *la Commission, en tant que gardienne des traités, s'est toujours considérée comme l'instigatrice des mutations de l'UE* »¹¹⁶². La question se pose donc de la relation existante entre la « politique économique par appropriation » menée par la Commission en matière d'aide d'Etat et l'évolution de l'intégration de l'Union européenne.

1342. Suivant un certain nombre d'auteurs, la construction européenne peut être partagée en deux phases, en fonction de l'ampleur des politiques couvertes par ce processus. À une première phase « apolitique », structurée idéologiquement par l'ordolibéralisme, aurait succédé une seconde phase marquée par le développement de multiples politiques communautaires, dans un contexte d'effacement du paradigme ordolibéral.

1343. Le projet d'intégration européenne a été initialement caractérisé par le postulat que celui-ci, limité à la sphère économique, se développait dans un cadre apolitique, en ce

¹¹⁵⁸ *Ibid.*, p. 4 et 5.

¹¹⁵⁹ Vannini (C) et Barthélemy (C), « Energie et aides d'Etat, de l'exception à la norme », *RFDA*, 2017, p. 472.

¹¹⁶⁰ Chérot (J-Y), « Le « plan d'action » de la Commission dans le domaine des aides d'Etat », *AJDA*, 2007, p. 2412.

¹¹⁶¹ *Ibid.*, p. 2412.

¹¹⁶² Péjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Bordeaux, 2017, p. 273.

sens que le traité ayant institutionnalisé les libertés économiques, celles-ci n'étaient pas soumises à la délibération publique.

1344. Il est certain que, à ce stade, le courant de pensée ordolibéral a exercé une forte influence sur le projet d'intégration mené à partir du traité de Rome. Cette influence s'est exercée d'une part en amont, en raison de l'influence exercée par ce courant de pensée sur la partie allemande lors de la négociation du traité de Rome¹¹⁶³, et d'autre part a posteriori, au niveau de l'interprétation du traité, parce que cette théorie s'avérait particulièrement adaptée pour légitimer le mode d'intégration suivi à cette période¹¹⁶⁴.

Tant les objectifs du traité que les instruments prévus par ses dispositions s'intègrent en effet très bien dans les catégories de pensée de la théorie ordolibérale, et correspondent, quant à la hiérarchie qui les ordonne et quant à leur contenu matériel, à ses prescriptions.

1345. Le modèle ordolibéral de la politique économique s'ordonne autour du concept majeur d'« ordre économique ». Celui-ci peut se définir comme la structure effective du fonctionnement d'une économie donnée. Sous cet aspect, l'« ordre concurrentiel », promu par la théorie ordolibérale, se distingue d'autres formes d'ordre économique, notamment ceux d'« économie planifiée » et d'« économie du laisser-faire ». En particulier, il se distingue de ce dernier ordre par la place de l'Etat, qui dans un « ordre concurrentiel » doit intervenir au moyen du droit pour garantir les conditions de la concurrence, tandis que l'« économie du laisser-faire » est supposée s'établir spontanément. Il revient en effet à l'Etat, selon les auteurs ordolibéraux, de garantir le cadre nécessaire à l'exercice de la concurrence pour que les acteurs économiques puissent librement poursuivre leurs intérêts économiques.

Cette mission implique l'observation d'un certain nombre de principes sur le plan du droit, au premier rang desquels celui d'une garantie constitutionnelle de la protection du marché contre les distorsions de concurrence, afin de protéger celui-ci contre les interventions économiques discrétionnaires du pouvoir politique au service d'autres finalités. Le partage des tâches entre les Etats membres et la Communauté économique européenne qui résultait du traité de Rome correspondait ainsi bien aux prescriptions des théoriciens ordolibéraux quant à la place du droit dans un « ordre concurrentiel ». Le caractère strictement économique du traité conservait aux Etats membres une pleine liberté d'action dans les autres politiques, dont la légitimité ne peut être que d'origine démocratique, avec pour corollaire le fait que le traité, une fois adopté, plaçait la garantie de la concurrence non faussée hors du champ de la discussion politique et sous la protection de la Cour de justice. En sens inverse, le recours à la théorie ordolibérale permettait d'assurer la légitimité de l'action des instances communautaires, non élues, dans la

¹¹⁶³ Tuori (K), « La Constitution économique parmi les Constitutions européennes », *Revue internationale de droit économique*, 2011/4, p. 559-599.

¹¹⁶⁴ Sur les liens entre la pensée ordolibérale et la genèse de l'intégration communautaire, voire Joerges (C), « Que reste-t-il de la Constitution économique européenne après la constitutionnalisation de l'Europe. Une rétrospective mélancolique », *Les Cahiers européens de Sciences Po*, n° 01, 2005.

mesure où elle mettait en avant la nécessité de protéger le caractère concurrentiel du marché contre les interventions économiques discrétionnaires des autorités politiques¹¹⁶⁵.

1346. À cette première phase aurait succédé une seconde phase, caractérisée par l'effacement du paradigme ordolibéral et le développement de multiples politiques communautaires. En effet, à partir du traité de Maastricht, la place de la protection de la concurrence s'est trouvée relativisée par l'extension de la compétence communautaire à un certain nombre de politiques sectorielles. Ainsi, l'article 2 du traité de Maastricht met-il sur le même plan, au niveau des moyens, « l'établissement d'un marché commun », et « la mise en œuvre des politiques ou des actions communes », listées à son article 3, et, au niveau des objectifs, tant des objectifs économiques que des objectifs sociaux, qualitatifs et environnementaux.

1347. Cette évolution a suscité de fortes critiques des tenants de l'ordolibéralisme, qui soulignaient le fait que la mise sur le même plan de la protection des libertés économiques et des politiques sectorielles ne pourrait manquer d'affaiblir l'effectivité de la première aux fins de mises en œuvre des secondes. En effet, ceux-ci estimaient que, alors que la stricte protection des libertés économiques promues par le traité CEE imposait aux Etats membres de supprimer progressivement toutes les restrictions à la libre-concurrence, la prise en compte de considérations d'autres ordres dans le cadre des politiques sectorielles communautaires aboutirait nécessairement à affaiblir ce mouvement, notamment parce que la mise en œuvre de ces politiques, qui nécessitent d'importants moyens financiers, implique une transaction entre les institutions communautaires et les Etats membres. Ainsi considéré, le traité de Maastricht ne constituait pas une nouvelle avancée de l'intégration communautaire, du moins telle que l'entendaient les tenants de l'ordolibéralisme, mais au contraire un risque de « retour en arrière » par rapport à l'ordre économique institué sous l'égide du traité CEE¹¹⁶⁶.

1348. Suivant cette lecture, la rupture que constitue le traité de Maastricht dans l'ordre juridique communautaire correspond à une mutation de la finalité de l'intégration européenne qui ne doit pas être sous-estimée. Le paradoxe de la construction européenne est en effet que « *ce qui avait commencé comme un effort collectif pour rétablir la compétitivité perdue de l'Europe par de nouvelles stratégies (de déréglementation) déboucha rapidement sur l'intervention de l'UE dans un nombre croissant de politiques et la mise en place de mécanismes de réglementation toujours plus sophistiqués* »¹¹⁶⁷.

¹¹⁶⁵ Drexl (J), « La Constitution économique européenne – L'actualité du modèle ordolibéral », *Revue internationale de droit économique*, 2011/4, p. 419-454.

¹¹⁶⁶ Mestmäcker (E-J), « On the Legitimacy of European Law », *The Rabel Journal of Comparative and International Private Law*, 1993, p. 625-635.

¹¹⁶⁷ Joerges (C), « Que reste-t-il de la Constitution économique européenne après la constitutionnalisation de l'Europe. Une rétrospective mélancolique », *Les Cahiers européens de Sciences Po*, n° 01, 2005.

1349. Pour une partie de la doctrine, la nouvelle orientation prise par l'intégration communautaire avec le traité de Maastricht était porteuse de plusieurs risques de dérives. Il était tout d'abord souligné le fait que la poursuite des finalités des différentes politiques sectorielles entraînerait inévitablement, en favorisant le développement de certaines activités au détriment de d'autres, de nouvelles distorsions de marché. Ensuite, et surtout, la rédaction large et imprécise des objectifs de ces diverses politiques ouvrirait la voie à une mise en œuvre discrétionnaire par les instances communautaires, potentiellement contraire à l'objectif de suppression des distorsions de concurrence, et très difficile à contester devant la Cour du fait même de l'imprécision des termes du traité. Étant donné ce cadre juridique, le risque serait que l'Union européenne développe des « structures corporatistes » similaires à celles existant dans les Etats membres, et évolue vers une « communauté de recherche de rente »¹¹⁶⁸.

1350. Dans ce contexte, le critère d'efficacité développé par la Commission à partir du milieu des années 2000 peut s'interpréter comme une tentative d'apporter une réponse aux risques de dérive de l'intégration européenne contenus dans l'orientation qui lui a été donnée depuis le traité de Maastricht. En effet, dans la mesure où l'extension de la compétence communautaire à diverses politiques sectorielles s'est accompagnée de l'abandon de la théorie ordolibérale comme doctrine semi-officielle de l'intégration communautaire, le principe d'efficacité développé par la Commission permettrait de combler le vide doctrinal ainsi créé. L'application de ce principe issu de la doctrine néoclassique dans la mise en œuvre de l'ensemble des politiques de l'Union européenne fournit ainsi un cadre permettant le développement progressif d'une harmonisation cohérente des politiques sectorielles, de manière à éviter la concrétisation des risques soulignés plus haut, en premier lieu celui de transformation de l'Union européenne en « communauté de recherche de rente ».

1351. De fait, la place à laquelle la Commission s'efforce de situer ce principe directeur d'efficacité dans l'ordonnement juridique de l'Union européenne est très similaire à celle occupée par la protection de la concurrence non faussée dans la pensée ordolibérale et dans l'ordonnement juridique qui résultait du traité de Rome. En effet, de la même manière, ce principe est placé dans une situation de prééminence par rapport à l'ensemble des politiques sectorielles de l'Union, en ce sens que celles-ci ne peuvent être mises en œuvre que dans le respect du principe d'efficacité.

1352. Cette analyse permet ainsi d'expliquer la mise en œuvre d'une politique d'« harmonisation » des politiques nationales au moyen du contrôle des aides d'Etat dans le domaine de la protection de l'environnement et de la politique de l'énergie, ainsi que dans la promotion des énergies renouvelables, qui se situe à l'intersection de ces deux domaines, .

¹¹⁶⁸ Streit (M-E) et Mussler (W), « The Economic Constitution of the European Community. From 'Rome' to 'Maastricht' », *European Law Journal*, 1995, p. 5-30.

1353. Cette interprétation semble corroborée par la proposition de la Commission de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables élaborée dans le cadre du « Winter Package », dont l'économie est structurée par la notion « d'efficacité au regard des coûts », absente de la directive 2009/28/CE que ce projet avait vocation à remplacer¹¹⁶⁹. L'analyse d'impact de ce projet indiquait ainsi qu'il visait la mise en place d'un « *cadre européen pour une aide efficace au regard des coûts fondée sur le marché* »¹¹⁷⁰. Notamment, cette rédaction prévoyait que les aides accordées pour l'électricité renouvelable soient non seulement « transparentes, concurrentielles, non discriminatoires », mais aussi « efficaces au regard des coûts »¹¹⁷¹, ce qui constituait une exigence nouvelle par rapport à celles applicables aux termes de l'article 8 de la directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. De même, ce projet de directive prévoyait à son article 3 que « *la Commission soutient les ambitions élevées des Etats membres par un cadre propice incluant une utilisation plus efficace des fonds de l'Union, en particulier des instruments financiers, notamment en vue de réduire le coût du capital des projets d'énergie renouvelable* ».

2) Une évolution remettant en cause la marge de manœuvre du législateur de l'Union européenne

1354. L'analyse de l'accord intervenu entre le Conseil et le Parlement en juin 2018 sur la proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables¹¹⁷², et de la directive qui en est issue¹¹⁷³, montre une volonté des Etats membres de reprendre la maîtrise de l'évolution de la politique énergétique de l'Union européenne dans ce domaine, notamment pour garantir le respect de leur droit énoncé à l'article 194, paragraphe 2, TFUE. La rédaction de la directive issue de cet accord diffère donc sur des points importants de celle proposée par la Commission en 2016.

1355. Dans la continuité de la proposition initiale de la Commission, elle intègre au droit dérivé les principes encadrant les mécanismes de soutien nationaux institués par la Commission dans les LDAEE 2014. Aux termes de ces dispositions, les mécanismes de soutien doivent ainsi être conçus « *de manière à assurer une intégration optimale de ce type*

¹¹⁶⁹ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2016) 767 final, considérants 13 et 18.

¹¹⁷⁰ *Ibid.*, p. 15.

¹¹⁷¹ *Ibid.*, article 4 (3).

¹¹⁷² Proposal for a directive of the European parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, 2016/0382 (COD), Brussels, 21 June 2018.

¹¹⁷³ Directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

*d'électricité sur le marché de l'électricité et à garantir que les producteurs d'électricité renouvelable répondent aux signaux de prix du marché et maximisent les revenus qu'ils tirent du marché »*¹¹⁷⁴. De même, le bénéfice de ces régimes de soutien doit être octroyé « *de manière ouverte, transparente, concurrentielle, non discriminatoire et efficace au regard des coûts »*¹¹⁷⁵.

1356. La perspective dans laquelle la Commission a élaboré sa proposition de directive apparaît nettement dans son analyse d'impact¹¹⁷⁶. La Commission y soulignait certes d'un côté que le cadre législatif proposé « *n'est pas exagérément contraignant puisque les règles sont de nature générales »*, mais affirmait parallèlement que « *ces principes sont sans préjudice des règles relatives aux aides d'Etat »*. Ainsi, le cadre législatif proposé se limitait à reprendre les principes applicables aux régimes d'aides déjà énoncés par la Commission dans les LDAEE 2014 sans toutefois aller jusqu'à détailler leur interprétation, de manière à ne pas entrer en contradiction avec l'interprétation relativement précise qu'elle en fait dans ces lignes directrices. En effet, comme l'indiquait la Commission, ces principes sont déjà appliqués au moyen des LDAEE 2014, lesquelles « *répondent déjà aux objectifs à l'horizon 2030 en matière de climat et d'énergie »*. Dans ce contexte, l'inscription dans le droit dérivé de ces principes généraux résultait d'un « *choix politique »*, visant à « *encourager l'eupéanisation de la politique en matière d'énergies renouvelables en adaptant ces énergies renouvelables au marché tout en garantissant la sécurité des investisseurs jusqu'en 2030 »* et de « *légitimer aux yeux du public la stratégie d'intégration des marchés et d'en favoriser l'acceptation par celui-ci »*. À cet égard, la Commission indiquait expressément que ce projet avait été rédigé de manière à ce que « *les dispositions contenues dans la proposition soient pleinement compatibles avec les règles relatives aux aides d'Etat, qu'elles leur soient complémentaires et également qu'elles ne portent pas atteinte aux compétences de la Commission dans ce domaine »*¹¹⁷⁷.

1357. À la lumière de ces développements, les modifications introduites par le Conseil et le Parlement révèlent une perspective politique opposée. En particulier, elles mettent en lumière un conflit de vision sur la question des rôles respectifs de la Commission et des Etats membres dans la définition des modalités des politiques de soutien aux énergies renouvelables. La directive, dont la rédaction finale résulte de l'accord interinstitutionnel de juin 2018, adjoint en effet aux principes généraux un certain nombre de précisions qui inscrivent dans le droit de l'Union européenne la marge de manœuvre dont disposent les Etats membres dans la définition de leurs mécanismes de soutien. Ces précisions reprennent

¹¹⁷⁴ Directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 4 (3).

¹¹⁷⁵ *Ibid.*, article 4 (4).

¹¹⁷⁶ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2016) 767 final, p. 16.

¹¹⁷⁷ *Ibid.*, p. 15.

certaines exceptions et dérogations prévues dans les LDAEE 2014, et les renforcent sur certains points.

1358. Ainsi, dans la lignée des LDAEE 2014, il est précisé qu'il peut être dérogé aux principes de structuration des aides sous la forme d'une prime de marché et d'octroi par mise en concurrence pour les petites installations et les projets de démonstration¹¹⁷⁸.

1359. Par ailleurs, il est prévu que les aides accordées sous la forme d'une prime de marché peuvent être « *entre autres, variable ou fixe* »¹¹⁷⁹. Surtout, il est souligné que les Etats membres peuvent recourir à « *des mécanismes visant à assurer la diversification régionale dans le déploiement de l'électricité renouvelable, afin notamment de garantir une intégration au système qui soit efficace au regard des coûts* »¹¹⁸⁰, et qu'ils « *peuvent limiter les procédures de mise en concurrence à certaines technologies* » lorsque l'ouverture des régimes d'aide à tous les producteurs d'électricité renouvelable « *entraînerait des résultats insuffisants* », compte tenu du potentiel à long terme d'une technologie particulière, du besoin de diversification, des coûts d'intégration du réseau, des contraintes et de la stabilité du réseau, ou de la nécessité d'éviter les distorsions sur les marchés des matières premières dues à l'aide apportée à la biomasse¹¹⁸¹. Ces deux dispositions, ajoutées par le Conseil et la Parlement, visent directement à garantir aux Etats membres l'effectivité du droit pour chaque Etat 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* » résultant de l'article 194, paragraphe 2 TFUE, contre la politique de la Commission visant à recourir progressivement à des procédures de mise en concurrence technologiquement neutres. S'il est vrai que de telles exceptions au principe des appels d'offres technologiquement neutres étaient prévues par les LDAEE 2014¹¹⁸², leur inscription dans le droit dérivé permet de retirer à la Commission le monopole de leur interprétation et de garantir la légalité au regard du droit de l'Union européenne des mécanismes de soutien dans lesquels les Etats membres estiment nécessaire d'appliquer ces dispositions dérogatoires.

1360. Cependant, l'inscription de ces dispositions dérogatoires dans le droit dérivé ne trancherait pas définitivement la question de la légalité des mécanismes de soutien les mettant en œuvre. En effet, comme il l'a été développé plus haut, en l'absence d'harmonisation complète la compatibilité d'une mesure nationale avec le droit dérivé ne préjuge pas de sa compatibilité avec le droit primaire, notamment avec les articles 107 et 108 TFUE. La directive adoptée par le Conseil et le Parlement indique d'ailleurs spécifiquement que cet

¹¹⁷⁸ Directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 4 (3).

¹¹⁷⁹ *Ibid.*, article 4 (3).

¹¹⁸⁰ *Ibid.*, article 4 (4).

¹¹⁸¹ *Ibid.*, article 4 (5).

¹¹⁸² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200/01), point 126.

article 4 « *s'applique sans préjudice des articles 107 et 108 du traité sur Fonctionnement de l'Union européenne* »¹¹⁸³.

1361. Dans le contexte d'opposition entre les objectifs politiques de la Commission et des Etats membres, il est possible que les dispositions supplémentaires ajoutées par le Conseil et le Parlement, dont l'objet est précisément de garantir aux Etats membres la possibilité d'appliquer un certain nombre de dérogations à ces principes, soient à l'avenir considérés par la Commission comme contraire aux dispositions du TFUE relatives aux aides d'Etat. Une telle confrontation aurait pour conséquence l'invalidation par la Commission des régimes d'aides mettant en œuvre ces dérogations, voire, en poussant au bout de ses conséquences la logique de cette contradiction, l'invalidation des points litigieux de ladite directive comme contraire au droit primaire de l'Union européenne.

¹¹⁸³ Directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 4 (9).

Conclusion du chapitre II

1362. Sur le fondement de la compétence de contrôle de la conformité des aides d'Etat à l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité, la Cour de justice a développé une jurisprudence admettant la possibilité pour la Commission d'adopter des actes d'encadrement de sa pratique en cette matière, et leur a attribué une force contraignante importante, au point de permettre à la Commission de mettre en place sur cette base juridique une « quasi-harmonisation » dans le domaine des politiques de soutien aux énergies renouvelables. La Commission a ainsi mené une politique progressive d'harmonisation des mécanismes de soutien à ces énergies au moyen des LDEE 2008, et surtout des LDAEE 2014, légitimée par le développement à partir de 2006 d'un discours donnant une place centrale à l'analyse économique. Si cette rhétorique semble peu accompagnée d'une application réelle dans l'examen de la compatibilité des aides d'Etat, en revanche l'application d'un principe d'efficience apparaît comme le principe cardinal de la politique d'harmonisation des régimes nationaux de soutien aux énergies renouvelables menée par la Commission.

1363. L'application de ce principe d'efficience a pour conséquence de mettre en contradiction directe l'encadrement de plus en plus étroit des politiques nationales de développement des énergies renouvelables par la Commission et l'économie de la politique énergétique de l'Union européenne résultant du traité de Lisbonne, qui prévoit le droit des Etats membres de déterminer les conditions d'exploitation de leurs ressources énergétiques, leurs choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de leurs approvisionnements énergétiques. Cette contradiction est symptomatique d'un conflit plus général quant au fondement de la légitimité du droit de l'Union européenne. La Commission a en effet développé depuis le milieu de la décennie 2000 une politique économique propre, qui fonde sa légitimité sur la rationalité économique, et plus précisément sur la théorie néoclassique de l'économie. Or, il s'avère que cette politique, au fur et à mesure qu'elle produit ses effets, entre en contradiction avec l'économie du TFUE, dont la légitimité démocratique est fondée sur le consentement des Etats signataires. Plus fondamentalement, ce conflit de légitimité peut s'expliquer par la volonté de la Commission d'encadrer l'intégration de l'Union européenne par un nouveau principe régulateur, destiné à pallier le risque de dérive de l'Union européenne vers une « communauté de recherche de rente » consécutif à la mutation opérée par le traité de Maastricht, y compris, le cas échéant, en faisant primer cet objectif sur le respect de la lettre du traité.

1364. Dans ce contexte, il semble manifeste que, sauf évolution de la politique de la Commission, la pression croissante exercée par celle-ci sur les Etats membres en vue de faire appliquer dans les aides d'Etat notifiées les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité, d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché et de concurrence entre les producteurs et entre les technologies, permettra de plus en plus difficilement aux autorités françaises de maintenir l'équilibre qu'elles ont cherché à

mettre en place dans l'application de la LTECV entre ces principes et ceux de garantie de rentabilité des investissements et de maintien du rôle planificateur de l'Etat.

CONCLUSION DU TITRE I

1365. Le cadre juridique du droit de l'Union européenne applicable aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables a connu depuis le début des années 2000 une évolution contrastée.

1366. D'un côté, l'évolution de la jurisprudence de la Cour de justice est révélatrice d'une volonté de celle-ci de permettre la mise en œuvre de politiques nationales de soutien au développement des énergies renouvelables, conformément à la politique environnementale décidée par le législateur communautaire, tout en maintenant la protection du marché intérieur assurée par les dispositions du traité relatives à la libre circulation des marchandises et aux aides d'Etat. La manière dont la Cour a tranché les différentes questions qui se sont posées relativement à ces deux ensembles de dispositions a abouti à la construction progressive d'une interprétation qui paraît aujourd'hui stabilisée, tant en ce qui concerne la justification de l'entrave à la libre circulation des marchandises que constituent les régimes d'aide à la production d'énergie renouvelable territorialement limités qu'en ce qui concerne la notion de « ressource d'Etat » et la nature d'aide d'Etat de ces régimes. Bien que certaines questions subsistent encore sur la notion de lien d'affectation contraignant, au terme de cette évolution le droit primaire de l'Union européenne semble donc faire peser peu de risques juridiques sur les mécanismes de soutien mis en place en France sur le fondement de la LTECV.

1367. D'un autre côté en revanche, l'évolution de l'exercice par la Commission du contrôle de la compatibilité des aides d'Etat avec l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE, est une cause d'instabilité croissante du cadre juridique du droit de l'Union européenne applicable aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. La politique de la Commission consistant d'une part à encadrer de plus en plus étroitement les caractéristiques de ces régimes d'aides, et d'autre part à appliquer un principe d'efficacité à travers les règles d'encadrement a en effet pour conséquence d'imposer aux Etats membres une révision régulière de leurs mécanismes de soutien, sous peine de voir ceux-ci être déclarés incompatibles avec les dispositions du traité relatives aux aides d'Etat. Il semble donc que, en dépit des dispositions du droit primaire qui préservent la compétence des Etats membres de déterminer leur mix énergétique, et malgré l'inclusion dans la directive 2018/2001/UE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables d'un certain nombre de dispositions visant à garantir cette compétence, il devienne de plus en plus difficile aux pouvoirs législatif et réglementaire français de maintenir un équilibre entre les principes dérivés du principe d'efficacité, imposés par la doctrine administrative de la Commission, et ceux de garantie de rentabilité des investissements et de maintien du rôle planificateur de l'Etat, jusqu'ici préservée dans la réforme des mécanismes de soutien effectuée sur le fondement de la LTECV.

TITRE II : DES MECANISMES A L'EPREUVE DU SYSTEME ELECTRIQUE

1368. À côté des différents obstacles de nature juridique, la mise en œuvre des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable rencontre plusieurs obstacles techniques et économiques, liés au fonctionnement du système énergétique. En effet, suivant les objectifs de la politique énergétique définis par l'article premier de la LTECV, la réforme des mécanismes de soutien doit contribuer à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique nationale à 23 % en 2020, et 32 % en 2030. Suivant cette disposition programmatique centrale, cet objectif implique de parvenir notamment à un seuil de 40 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité. Or, en raison des caractéristiques de la production d'électricité d'origine renouvelable, décentralisée et souvent non commandable, la perspective de ce seuil élevé de 40 % pose de nombreuses questions en matière d'adaptation de tous les niveaux du système électrique français, de la production à la consommation, en passant par le transport et la distribution.

1369. D'une part, la croissance de la part des énergies renouvelables dans la production électrique pose la question de la réorganisation du mode de rémunération de la production en vue de maintenir une sécurité d'approvisionnement suffisante. En effet, la mise en place du marché intérieur de l'électricité au niveau européen s'est faite suivant la théorie « energy-only-market », qui suppose que les acteurs du marché soient rémunérés uniquement pour l'électricité effectivement produite, suivant un prix de marché s'équilibrant sur le coût marginal de la production nécessaire pour satisfaire la demande. Dans ce modèle théorique, la rareté des pics de consommation est compensée par la hausse du prix d'équilibre durant ces périodes, ce qui permet de rentabiliser des unités de production sur un petit nombre d'heures annuelles de production. La part de plus en plus importante de la production d'origine renouvelable remet frontalement en cause ce modèle, dans la mesure où ces installations se caractérisent pour une grande partie d'entre elles par des coûts de production marginaux très faibles, ce qui a pour conséquence directe de les placer en priorité dans le « merit order » des installations appelées, et donc de réduire d'autant la rentabilité des installations de production conventionnelles, pourtant nécessaires à la couverture des périodes de pointe. S'il n'est pas anormal en soi que les installations de production d'énergie renouvelable remplacent une partie des installations conventionnelles, puisque cela est l'objet même de la politique de transition énergétique, cette évolution crée à l'heure actuelle un risque en matière de sécurité énergétique du fait du caractère non commandable d'une partie des énergies renouvelables, qui ne permet pas de garantir leur disponibilité aux heures de pointe.

1370. D'autre part, la croissance de la part des énergies renouvelables dans la production électrique pose la question de la réorganisation du modèle de transport et de distribution de l'électricité. En effet, dans l'organisation traditionnelle de ce système, le caractère décentralisé de la production électrique d'origine renouvelable risque d'entraîner d'importants coûts de raccordement au regard de la puissance unitaire de chaque installation

de production. Il risque également d'entraîner d'importants coûts de renforcement du réseau existant afin de le dimensionner en fonction de la puissance nominale de l'ensemble de ces installations, malgré un usage effectif très variable dû au caractère souvent non commandable de leur production.

1371. Face à ces deux obstacles systémiques, les pouvoirs publics français ont adapté la politique de développement de la production d'électricité renouvelable en ajoutant aux mécanismes de soutien eux-mêmes deux dispositifs complémentaires, qui ont un impact en retour le modèle du soutien apporté aux installations de production d'électricité renouvelable.

1372. En premier lieu, en vue de répondre au risque de baisse de la sécurité d'approvisionnement, les pouvoirs publics ont révisé radicalement le mode de rémunération de l'apport à la sécurité d'approvisionnement fourni par les producteurs, afin de maintenir sur le marché un certain nombre d'installations conventionnelles dont la rentabilité est précisément menacée par l'introduction des énergies renouvelables. La France a donc, comme plusieurs autres Etats membres, mis en place un système dit « mécanismes de capacité » rémunérant les acteurs du marché de l'électricité pour la disponibilité de capacités de production et/ou d'effacement durant certaines périodes (chapitre I).

1373. En second lieu, afin de répondre aux risques d'accroissement des coûts d'adaptation des réseaux, les pouvoirs publics ont fait le choix d'adapter la croissance de la production d'électricité renouvelable aux contraintes de transport et de distribution, en favorisant la consommation de l'électricité à proximité de son site de production par la mise en place d'un régime spécifique de l'autoconsommation (chapitre II).

Chapitre I : Une sécurité d’approvisionnement assurée par le mécanisme de capacité

1374. La croissance de la part des énergies renouvelables dans la production énergétique européenne a contribué à révéler une contradiction historique du processus de libéralisation du marché de l’électricité entre la théorie dite « energy-only-market », qui fonde en théorie ce processus, et l’impératif de sécurité d’approvisionnement.

1375. En effet, cette théorie suppose que les acteurs du marché soient rémunérés uniquement pour l’électricité effectivement produite, suivant un prix de marché s’équilibrant sur le coût marginal de la production nécessaire pour satisfaire la demande. Le parc de production appelé est donc rémunéré au-dessus de son coût de production, à l’exception de la dernière unité appelée, ce qui permet de couvrir le coût d’investissement initial. Dans ce modèle théorique, la rareté des pics de consommation est compensée par la hausse du prix d’équilibre durant ces périodes, qui permet de rentabiliser des unités de production sur un petit nombre d’heures annuelles de production. Les producteurs ont donc un intérêt économique à maintenir ces installations sur le marché.

1376. Cependant, ce modèle théorique s’applique très imparfaitement au marché de l’électricité, en raison d’un certain nombre de spécificités propres. Cette inadéquation a été renforcée par la croissance de production d’électricité renouvelable. En effet, les coûts de production marginaux souvent très faibles de ces capacités les placent en priorité dans le « merit order » des installations appelées, ce qui réduit d’autant la rentabilité des installations conventionnelles. Or, l’apport à la sécurité d’approvisionnement des installations conventionnelles ainsi supprimées n’est pas remplacé par les installations de production d’électricité renouvelable non commandables.

1377. Cette situation impose d’adapter le système électrique aux nouvelles installations de production d’électricité renouvelable mises en place grâce aux mécanismes de soutien étudiés plus haut. Les institutions communautaires ayant admis la nécessité de permettre certaines interventions publiques en vue d’assurer la sécurité d’approvisionnement, les autorités françaises ont fait le choix de mettre en place un système, dit « mécanisme de capacité », qui rémunère pour leur seule disponibilité les installations nécessaires à la couverture des pointes de consommation, et ainsi maintient en activité un certain nombre d’installations conventionnelles dont la rentabilité est précisément menacée par la croissance de la production d’électricité renouvelable (Section I).

1378. Cependant, la rémunération qu’apporte ce mécanisme est susceptible de fournir un avantage concurrentiel aux installations de production d’électricité qui sont intégrées à son fonctionnement. Sous cet angle, un mécanisme de capacité fonctionnant de manière autonome par rapport au marché de l’électricité risque d’en perturber le fonctionnement en faussant la

concurrence. La Commission a donc entrepris de réviser sa doctrine administrative en matière d'application du droit des aides d'Etat afin de réintégrer ce type de mécanisme dans le processus d'intégration du marché intérieur de l'électricité (Section II).

Section I : Un mécanisme de capacité à la nécessité reconnue

1379. La croissance de la production d'électricité renouvelable due aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable a révélé et accentué la contradiction interne du processus de libéralisation du marché de l'électricité, entre le projet d'un marché fonctionnant selon la théorie « energy-only-market » et l'impératif de sécurité d'approvisionnement.

1380. Dans ce contexte, un consensus a émergé entre les différentes institutions communautaires autour de la nécessité d'autoriser les Etats membres à intervenir dans le marché de l'électricité pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Cependant, si elles sont présentées par les Etats membres comme un palliatif nécessaire aux imperfections du marché, ces interventions peuvent également être pour les Etats un moyen, coûteux pour le consommateur, de compenser les effets négatifs dus aux obstacles réglementaires au libre fonctionnement du marché. Dans un tel cas ils leur permettraient en définitive de ne pas mener les réformes adéquates en vue de sa libéralisation. Le cadre juridique mis en place par le législateur communautaire et la doctrine administrative de la Commission ont donc dans un premier temps donné une grande marge de manœuvre aux Etats membres pour mettre en place des mécanismes de capacité nationaux, tout en encadrant cette liberté pour minimiser leurs effets sur le marché (I).

1381. Le mécanisme de capacité mis en place en France s'inscrit dans ce cadre. Sa structure, initialement mise en place par le législateur national par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), a été profondément remaniée à partir de 2016 dans le sens d'une plus grande compatibilité avec le marché intérieur de l'électricité, après d'importantes discussions avec la Commission, de manière à assurer sa conformité au droit des aides d'Etat. Son fonctionnement résulte ainsi d'une synthèse entre la volonté des pouvoirs publics nationaux d'appliquer une logique assurantielle et la volonté de la Commission d'en minimiser l'impact sur le marché de l'électricité (II).

I/ Des interventions des Etats membres nécessaires

1382. Les premiers mécanismes de capacité ont été mis en place à mesure qu'avancait le processus de libéralisation du marché de l'électricité. Entre reconnaissance de la nécessité d'une intervention publique pour garantir la sécurité d'approvisionnement et crainte de voir contrecarrée l'intégration du marché intérieur de l'électricité, la Commission et le législateur communautaire ont construit progressivement un cadre législatif légitimant et encadrant l'intervention des Etats membres dans ce domaine (A).

1383. Si ce cadre est relativement restrictif quant aux modes d'intervention directe des Etats membres en vue d'augmenter les capacités disponibles, il reconnaît cependant aux Etats membres le droit d'imposer des obligations de service public en vue de la sécurité d'approvisionnement. La latitude d'interprétation du contenu de cette notion développé par la jurisprudence et le droit dérivé autorise diverses politiques administratives. Dans ce contexte, la Commission a dans un premier temps adopté une pratique reconnaissant une grande marge de manœuvre aux Etats membres (B).

A) Un cadre législatif organisant l'intervention des Etats membres

1384. Le cadre juridique de la réponse à apporter à la problématique de la sécurité d'approvisionnement d'électricité a été élaboré progressivement, parallèlement au processus de libéralisation des marchés de l'électricité. À mesure que les institutions communautaires ont pris conscience de l'incapacité du marché à assurer seul une sécurité d'approvisionnement satisfaisante, elles ont donc intégré au droit du marché intérieur un certain nombre de dispositions permettant aux Etats membres d'intervenir afin de remplir cet objectif.

1385. Entre 1996 et 2005, le législateur communautaire a, à travers trois directives, fixé les grands principes organisant la place de l'intervention publique par rapport au marché quant à la sécurité d'approvisionnement. Ce cadre est structuré par une recherche de conciliation entre la nécessité d'interventions publiques et la volonté de permettre le libre jeu du marché (1) et fixe les missions respectives des Etats membres et de l'Union européenne au regard de cet objectif (2).

1) La recherche d'une conciliation entre intervention publique et libre jeu du marché

1386. Le premier aspect essentiel du cadre législatif communautaire relatif à la sécurité d'approvisionnement porte sur la place de l'intervention publique par rapport au marché relativement à cet objectif.

a) Une intervention publique en matière de sécurité d'approvisionnement à la nécessité progressivement reconnue

1387. La position de la Commission a été dès le début de la libéralisation du marché de l'électricité fondée sur une perspective « energy-only-market ». Le principe, clairement affirmé dans son Livre vert de 2000 relatif à la sécurité d'approvisionnement, est que

« l'intégration des marchés de l'énergie contribue à la sécurité d'approvisionnement, à la condition que ces marchés soient véritablement intégrés »¹¹⁸⁴. Toutefois, dès la directive 96/92/CE relative aux règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, le législateur communautaire a pris acte des doutes des Etats membres quant à la capacité de la libre concurrence à garantir à elle seule la sécurité d'approvisionnement et de leur volonté de pouvoir imposer des obligations de service public en ce sens¹¹⁸⁵. Il a donc admis, à l'article 3 de cette directive, la possibilité d'imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public pouvant porter « sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement ».

1388. Cette position prudente quant à la réalité de l'incapacité effective du marché à garantir par son seul fonctionnement la sécurité d'approvisionnement a ensuite évolué vers une reconnaissance claire de cet état de fait dans la directive 2003/54/CE¹¹⁸⁶, notamment à la suite des problèmes d'approvisionnement entraînés par les processus de libéralisation dans certains Etats, en particulier la Californie¹¹⁸⁷. Son article 7 a donc distingué les appels d'offres « pour la fourniture de nouvelles capacités » des appels d'offres « dans l'intérêt de la protection de l'environnement et la promotion de nouvelles technologies naissantes ». Toutefois, cette disposition, la première dans le droit positif communautaire qui a admis explicitement la nécessité de l'intervention de l'Etat à côté du fonctionnement du marché de l'électricité, a rappelé également son caractère subsidiaire en précisant qu'une procédure d'appel d'offres « pour la fourniture de nouvelles capacités » ne peut être lancée que si la capacité de production en construction sur la base de la procédure d'autorisation ou les mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande ne sont pas suffisantes pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Ces dispositions et cette relation de subsidiarité ont ensuite été confirmées par la directive 2009/72/CE, qui insiste sur le fait que la norme est la garantie de la sécurité d'approvisionnement par le libre jeu du marché, et l'intervention publique l'exception¹¹⁸⁸. La reconnaissance de la nécessité d'obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement s'est donc faite sans remettre en cause le postulat initial de la libéralisation du marché de l'électricité, suivant lequel les dysfonctionnements relatifs à la sécurité d'approvisionnement ne sont pas inhérents au marché de l'électricité mais sont des conséquences de l'imperfection circonstancielle de celui-

¹¹⁸⁴ Livre Vert, Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, COM/2000/0769 final.

¹¹⁸⁵ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 13.

¹¹⁸⁶ Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 22.

¹¹⁸⁷ Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, 2002/C 36/03, point 6.2.1.

¹¹⁸⁸ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 6.

ci, due à l'inachèvement du processus d'ouverture à la concurrence et au maintien de barrières réglementaires.

1389. Ce postulat théorique souffre cependant de plusieurs défauts structurels¹¹⁸⁹, qui ont mené le législateur communautaire à permettre aux Etats d'adopter des mesures visant à pallier les défaillances de marché quant à la sécurité d'approvisionnement. En effet, la théorie selon laquelle la seule hausse des prix de l'électricité résultant de la confrontation de l'offre et de la demande doit entraîner ou bien une réduction de la consommation ou bien de nouveaux investissements dans les capacités de production, se heurte à trois caractéristiques du marché de l'électricité.

1390. Tout d'abord, l'élasticité-prix est notoirement faible sur ce marché, ce qui limite la possibilité de baisse de consommation et pose d'importants problèmes aux consommateurs et à l'ensemble de l'économie. Ce constat est vrai tout au moins, selon la Commission, tant que la technologie ne permet pas aux consommateurs de gérer leur consommation en réponse aux signaux de pénurie provenant des marchés¹¹⁹⁰.

1391. Ensuite le financement exclusif par le marché de l'électricité des capacités nécessaires à la couverture des pointes de consommation pose plusieurs problèmes. En effet, la prévisibilité de la rentabilité de ces moyens de production est insuffisante, avec des niveaux et une fréquence des pics de prix trop aléatoires pour permettre les investissements nécessaires¹¹⁹¹. En outre, ces investissements se réalisent sur le temps long, en raison de leur planification et de la nécessité induite de la délivrance d'autorisations administratives, ce qui rend impossible une réaction rapide aux signaux économiques¹¹⁹².

Par ailleurs, les signaux économiques envoyés par l'équilibre de marché sont généralement volontairement limités. En effet, les pouvoirs réglementaires nationaux des Etats membres imposent fréquemment des plafonds à la hausse du prix de l'électricité afin de maintenir cette ressource essentielle accessible aux consommateurs. Si une telle politique trouve sa justification dans des raisons sociales ou économiques, elle n'en est pas moins incompatible avec la théorie « energy-only-market » puisqu'elle ne garantit plus la rentabilité des installations de pointe, contradiction connue sous le nom de « missing money problem ». En outre, même en l'absence d'une telle politique, les sanctions prévues en cas de déséquilibre jouent également un rôle de plafond tarifaire lorsqu'elles sont insuffisamment élevées. En effet, en cas de forte hausse du prix d'équilibre, il peut devenir plus rentable pour les opérateurs de s'acquitter de la pénalité prévue que d'assurer l'équilibre de leur périmètre en se fournissant sur le marché.

¹¹⁸⁹ Grigorjeva (J), « Les mécanismes de capacité dans l'UE : une nationalisation de la sécurité énergétique », Policy Paper, Jacques Delors Institut, mai 2015.

¹¹⁹⁰ Marty (F), « La sécurité de l'approvisionnement électrique. Quels enjeux pour la régulation ? », Revue de l'OFCE, n° 101, 2007.

¹¹⁹¹ Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010, p. 20.

¹¹⁹² Avis du Comité économique et social européen, 2005/C 120/22.

1392 Enfin, il existe un fort risque de comportement de « passager clandestin », inhérent à un système de couverture des risques par le seul marché. En effet, « *dans un système avec de multiples responsables d'équilibre, aucun fournisseur n'a intérêt à assumer le risque d'un tel investissement, dans la mesure où une défaillance éventuelle ne sera pas nécessairement de son fait et n'entraînera pas nécessairement de pertes insupportables* »¹¹⁹³.

1393 D'un point de vue conceptuel, ces différentes observations posent le problème de la sécurité d'approvisionnement en termes de théorie des biens publics. Formalisée par Samuelson¹¹⁹⁴, la théorie des biens publics porte sur les biens répondant à deux critères, le critère de « non-rivalité », qui signifie qu'une fois le bien produit son utilisation est d'un coût marginal nul, et le critère de « non-exclusion », qui signifie qu'une fois le bien produit il est impossible d'exclure une personne de son utilisation. Suivant la typologie de cette théorie, la sécurité d'approvisionnement est un « bien public pur », c'est-à-dire qui cumule ces deux caractéristiques¹¹⁹⁵. Par conséquent, du fait de la caractéristique de non-exclusivité, qui pousse les acteurs du marché vers un comportement de « passager clandestin », il est en principe sous-optimal de confier au seul marché le soin de produire ces biens. Conformément à la théorie de Musgrave des fonctions de l'Etat¹¹⁹⁶, il revient donc aux pouvoirs publics, qui sont les seuls à même de remplir ce rôle de manière économiquement pertinente, d'assurer le fonctionnement de ce type de bien collectif.

1394 À ce cadre préexistant est venu s'ajouter le facteur supplémentaire qu'est la croissance de la production d'électricité renouvelable dans le mix énergétique européen¹¹⁹⁷. Ces installations se caractérisent pour la plupart par des coûts de production marginaux très faibles, ce qui a pour conséquence directe de les placer en priorité dans le « merit order » des installations appelées, et donc de réduire d'autant la rentabilité des installations de production conventionnelles.

1395 S'il est attendu que des installations de production d'électricité renouvelable remplacent une partie des installations conventionnelles, puisque cela est l'objet même de la politique de transition énergétique, cette évolution crée à l'heure actuelle un risque en termes de sécurité énergétique du fait du caractère non commandable d'une partie de ces installations, qui ne permet pas de garantir leur disponibilité aux heures de pointe. En France,

¹¹⁹³ Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010, p. 20.

¹¹⁹⁴ Samuelson (P. A.), « Pure Theory of Public Expenditure », *The Review of Economics and Statistics*, 1954, p. 387-389 ; Samuelson (P. A.), « Aspects of Public Expenditure Theories », *The Review of Economics and Statistics*, 1958, p. 332-338.

¹¹⁹⁵ Jaffe (A. B.), Felder (F. A.), « Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should it Be priced ? », *The Electricity Journal*, n° 10, 1996, p. 52-60.

¹¹⁹⁶ Musgrave (R.), *The Theory of Public Finance : a study in public economy*, McGraw-Hill, 1959

¹¹⁹⁷ Réponse de la Commission de régulation de l'énergie à la consultation de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat, p.1.

la politique de transition énergétique intervient ainsi comme un facteur aggravant de la contradiction structurelle entre l'objectif de libéralisation du marché de l'électricité selon un modèle « energy-only-market » et l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Il est donc nécessaire, dès lors que l'objectif affiché par les pouvoirs publics est la réalisation de cette politique et donc le développement de la production d'électricité renouvelable, de mettre en place un mécanisme de capacité permettant, pour garantir la sécurité d'approvisionnement, de maintenir sur le marché un certain nombre d'installations conventionnelles dont la rentabilité est précisément menacée par l'introduction des énergies renouvelables.

b) Une politique de sécurité d'approvisionnement mise en place dans le cadre du marché intérieur de l'électricité

1396. La question de la sécurité d'approvisionnement a donc fait l'objet au niveau communautaire, d'une directive spécifique, la directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures. Cette directive reconnaît la nécessité de politiques spécifiques à la sécurité d'approvisionnement en électricité, en complément du libre jeu du marché, afin d'intégrer ces politiques dans le schéma de la libéralisation de ce secteur. Dans ce cadre, le législateur communautaire a dû trancher deux questions relatives à la relation entre les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de libéralisation du marché.

1397. La première porte sur la finalité des mesures participant à la sécurité d'approvisionnement. La rédaction de l'article premier de la directive 2005/89/CE est symptomatique de la divergence de perspective qui existait entre la Commission et le Parlement sur cette question. En effet, la rédaction finalement adoptée, qui dispose que la directive « *énonce des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité de façon à assurer le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité* » s'oppose terme à terme à celle proposée par la Commission, qui disposait que « *la présente directive énonce des mesures visant à garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité de l'UE en préservant la sécurité de l'approvisionnement en électricité et en assurant un niveau approprié d'interconnexion entre les Etats membres* »¹¹⁹⁸. Un des nœuds du débat transparaît dans l'évolution de cet alinéa au cours du processus institutionnel. La question était en effet de savoir si la finalité première des mesures portant sur la sécurité d'approvisionnement est l'intégration et le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ou directement la sécurité de l'approvisionnement elle-même et ensuite seulement le bon fonctionnement du marché intérieur. Cette question n'est pas que théorique, dans la mesure où elle a des implications très concrètes en termes de priorité d'action. Ainsi, la

¹¹⁹⁸ Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, COM(2003) 740 final.

Commission déduisait de sa conception une primauté donnée aux interconnexions sur les autres moyens d'assurer la sécurité d'approvisionnement. En revanche, la conception retenue implique d'appréhender tous les aspects de la sécurité de manière équivalente¹¹⁹⁹. Si cette seconde conception s'est imposée dans le cadre de cette directive, la conception défendue par la Commission préfigure celle qu'elle a développée plus tard dans le cadre de sa compétence d'examen de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur, et explique l'importance donnée dans cet examen à l'impact des mécanismes de capacité sur le développement des interconnexions.

1398. La seconde question porte sur la manière dont les mesures visant la sécurité d'approvisionnement doivent prendre en compte les exigences de la libéralisation du marché de l'électricité. Sur ce point, la directive 2005/89/CE rappelle tout d'abord le principe de subsidiarité de l'intervention publique par rapport au libre fonctionnement du marché, qui est réputé pouvoir assurer le maintien d'une capacité suffisante pour satisfaire la demande¹²⁰⁰. Par conséquent, les dispositions de la directive visent tout d'abord à imposer aux Etats membres la mise en place d'un cadre réglementaire clair, approprié et stable favorable à l'investissement dans la capacité de production et les techniques de gestion de la demande, de façon à réduire l'incertitude réglementaire¹²⁰¹. Elles admettent ensuite la nécessité de politiques de sécurité d'approvisionnement en électricité dans le cadre de la réalisation d'un marché unique et concurrentiel de l'électricité¹²⁰². En conséquence, la directive les encadre en établissant une relation de compatibilité entre ces politiques et les exigences du bon fonctionnement du marché intérieur, ce qui implique d'éviter de créer des obstacles pour les nouveaux arrivants sur le marché et de créer de nouvelles distorsions de marché¹²⁰³.

2) Une répartition des missions des Etats membres et de l'Union européenne organisée par le législateur communautaire

1399. Le second aspect essentiel du cadre législatif communautaire relatif à la sécurité d'approvisionnement porte sur les rôles respectifs des Etats membres et de l'Union européenne en ce domaine. Cet aspect recouvre deux questions liées, celle de l'interprétation du principe de subsidiarité dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement et celle de la répartition matérielle des compétences entre les Etats membres et la Commission.

¹¹⁹⁹Rapport de la Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie du Parlement sur la proposition de directive concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, A6-0099/2005, p. 12.

¹²⁰⁰Exposé des motifs du projet de directive COM(2003) 740 final.

¹²⁰¹ Directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, considérant 12.

¹²⁰² *Ibid.*, considérant 3.

¹²⁰³ *Ibid.*, considérant 10.

1400. La question de l'interprétation du principe de subsidiarité dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement a été abordée d'abord dans le cadre des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La directive 2003/54/CE a renforcé le processus d'intégration de ce domaine tout en l'atténuant en matière de sécurité d'approvisionnement. En effet, elle a fait subir une certaine inflexion au principe de subsidiarité dans le sens d'un renforcement du rôle de la Communauté européenne. Tandis que la directive 96/92/CE énonçait que « *conformément au principe de subsidiarité, un cadre de principes généraux doit être établi au niveau communautaire, mais que la fixation des modalités d'application doit incomber aux Etats membres qui pourront choisir le régime le mieux adapté à leur situation propre* »¹²⁰⁴, la directive 2003/54/CE a interprété ce principe de manière moins stricte, en étendant la compétence de la Commission à la prise de « mesures », sans indiquer leur niveau de précision¹²⁰⁵. Toutefois, le législateur communautaire a modéré les conséquences de cette évolution du principe de subsidiarité dans le champ des obligations de service public, en indiquant que ces exigences doivent pouvoir être interprétées sur une base nationale, compte tenu des conditions locales¹²⁰⁶. Cet équilibre des modalités d'interventions a ensuite été repris dans la directive 2009/72/CE¹²⁰⁷.

1401. La directive 2005/89/CE a ensuite précisé l'interprétation du principe de subsidiarité dans le champ spécifique de la sécurité d'approvisionnement, réserve faite des obligations de service public, dans la même tendance que celle suivie dans la directive 2003/54/CE. Partant du principe que l'objectif visé, « *la sécurité d'approvisionnement fondée sur une concurrence loyale et la création d'un marché intérieur de l'électricité pleinement opérationnel* », ne peut être réalisé de manière suffisante par les Etats membres, la directive indique que « *la Communauté peut prendre des mesures conformément au principe de subsidiarité consacré à l'article 5 du traité* »¹²⁰⁸.

1402. Le droit dérivé attribue ainsi aux Etats membres la compétence de prendre les mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement, en distinguant deux types de mesures. D'une part les obligations de service public, pour la mise en œuvre desquelles le principe de subsidiarité leur laisse en principe une grande marge de manœuvre. D'autre part, différentes mesures d'intervention directe, dont la mise en œuvre ne peut être que subsidiaire à la suppression des obstacles au bon fonctionnement du marché.

¹²⁰⁴ Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 11.

¹²⁰⁵ Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 31.

¹²⁰⁶ *Ibid.*, considérant 26.

¹²⁰⁷ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérants 62 et 46.

¹²⁰⁸ Directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, considérant 18.

1403. Enfin, la répartition matérielle des compétences a été fixée par la directive 2003/54/CE, qui a attribué la compétence pour prendre des mesures dans le domaine de la sécurité d’approvisionnement aux Etats membres, en distinguant deux éléments.

D’une part, à la suite de la directive 96/92/CE, son article 3 a reconnu aux Etats membres la possibilité d’imposer aux entreprises du secteur de l’électricité des obligations de service public portant sur la sécurité d’approvisionnement, sans encadrer davantage cette latitude.

D’autre part, de manière prescriptive, son article 4 a confié aux Etats membres, ou à des autorités de régulation désignées par eux, la « *surveillance de la sécurité de l’approvisionnement* », ce qui « *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, ainsi que les mesures requises pour couvrir les crêtes de demande et faire face aux déficits d’approvisionnement d’un ou plusieurs fournisseurs* ».

En revanche, le législateur communautaire n’a confié à la Commission que la mission de « *surveiller l’équilibre entre l’offre et la demande dans les différents Etats membres et d’établir un rapport sur la situation au niveau communautaire, en tenant compte de la capacité d’interconnexion entre zones* »¹²⁰⁹.

1404. La directive 2005/89/CE, à son article 5, a ensuite précisé le contenu des obligations incombant aux Etats membres. Cet article dispose que « *les Etats membres prennent les mesures appropriées pour maintenir l’équilibre entre la demande d’électricité et la capacité de production disponible* ». Cette première obligation recouvre en particulier deux types d’actions, hiérarchisées conformément à la primauté de la libre concurrence sur l’intervention publique. Premièrement, les Etats membres sont tenus d’encourager « *l’établissement d’un cadre pour le marché de gros fournissant des signaux de prix appropriés pour la production et la consommation* ». Deuxièmement, ils doivent exiger des gestionnaires des réseaux de transport « *qu’ils veillent à ce qu’un niveau approprié de capacité de production de réserve soit maintenu à des fins d’équilibrage et/ou qu’ils prennent des mesures équivalentes fondées sur le marché* ».

1405. Conformément au caractère subsidiaire de l’intervention publique, l’article 5 ajoute ensuite, que, sans préjudice des dispositions du traité relatives aux aides d’Etat, « *les Etats membres peuvent également prendre des mesures additionnelles* », ce qui recouvre « *notamment, mais pas uniquement* » six types de mesures. Celles-ci sont, dans l’ordre, des dispositions destinées à faciliter l’instauration de nouvelles capacités de production et l’entrée de nouvelles entreprises de production sur le marché, la suppression des obstacles empêchant l’utilisation de contrats interruptibles, la suppression des obstacles empêchant la conclusion de contrats à durée variable pour les producteurs et les consommateurs, des mesures

¹²⁰⁹ Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité, considérant 23.

encourageant l'adoption de technologies de gestion de la demande en temps réel telles que des systèmes de comptage faisant appel à des technologies de pointe, des mesures encourageant l'économie d'énergie, et enfin les appels d'offres, ou toute procédure équivalente en termes de transparence et de non-discrimination, autorisés par la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Ainsi, les mesures composant les divers types de mécanismes de capacité, à savoir les « *dispositions destinées à faciliter l'instauration de nouvelles capacités de production* » et les appels d'offres visant l'augmentation des capacités de production, sont considérées comme des outils en dernier recours, qui ne sauraient par leur existence dispenser les Etats membres de supprimer les obstacles au bon fonctionnement du marché et mettre en œuvre d'abord des mesures moins attentatoires à la libre concurrence, fondées sur le marché.

B) Une pratique initiale de la Commission laissant une large marge de manœuvre aux Etats membres

1406. Le cadre législatif défini par les directives 96/92/CE et suivantes et la directive 2005/89/CE est relativement restrictif quant aux modes d'intervention directe des Etats membres, mais il leur reconnaît également le droit d'imposer des obligations de service public en vue de la sécurité d'approvisionnement. Le développement des notions d'obligation de service public et de service d'intérêt économique général par la jurisprudence et le droit dérivé a fondé en droit une pratique initiale de la Commission reconnaissant une grande latitude aux Etats membres dans la mise en place des mécanismes de capacité. La pratique de la Commission a cependant évolué progressivement, passant d'une non-application du droit des aides d'Etat à ces mécanismes (1) à une qualification de ces mécanismes d'aides d'Etat compatibles avec le marché intérieur (2).

1) Des mécanismes échappant au droit des aides d'Etat

1407. Les directives 96/92/CE et suivantes ont reconnu la possibilité pour les Etats membres « *d'imposer aux entreprises du secteur de l'électricité, dans l'intérêt économique général, des obligations de service public qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement* ». Cette qualification d'obligation de service public des mesures autorisées visant à préserver la sécurité d'approvisionnement a des conséquences importantes, qui ont fondé en droit la pratique souple menée initialement par la Commission vis-à-vis des mécanismes de capacité.

1408. La qualification de SIEG renvoie à l'article 106, paragraphe 2, TFUE, qui dispose que « *les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général (...) sont soumises aux règles des traités, notamment aux règles de 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 a été impartie ». La Cour de justice a, dans l'affaire *Altmark*, énuméré quatre conditions devant être remplies pour faire échapper une rémunération correspondant à la simple compensation d'une obligation de service public à la qualification d'aide d'Etat¹²¹⁰. Premièrement, l'entreprise bénéficiaire doit être effectivement chargée de l'exécution d'obligations de service public, et ces obligations doivent être clairement définies. Deuxièmement, les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation doivent être préalablement établis, de façon objective et transparente, afin d'éviter qu'elle ne comporte un avantage économique susceptible de favoriser l'entreprise bénéficiaire par rapport à des entreprises concurrentes. Troisièmement, la compensation ne doit pas dépasser ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou partie des coûts occasionnés par l'exécution des obligations de service public, en tenant compte des recettes qui y sont relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable. Quatrièmement, lorsque le choix de l'entreprise chargée de l'exécution d'obligations de service public n'est pas effectué dans le cadre d'une procédure de marché public, le niveau de la compensation nécessaire doit être déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne bien gérée et adéquatement équipée aurait encourus pour exécuter ces obligations, en tenant compte des recettes qui y sont relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable pour l'exécution de ces obligations.

1409. À la suite de la jurisprudence *Altmark*, le droit communautaire a été complété par deux séries de textes visant à clarifier les rapports entre cette jurisprudence et l'article 106, paragraphe 2, TFUE. En effet, la jurisprudence communautaire a rappelé que le test effectué sur la base des critères de l'arrêt *Altmark* vise à déterminer l'existence d'une aide d'Etat au sens de l'article 107, paragraphe 1 TFUE¹²¹¹. Ce test « *ne saurait être confondu avec le test de l'article 106, paragraphe 2, TFUE qui permet d'établir si une mesure de compensation d'un service d'intérêt économique général, qui constitue une aide d'Etat au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, peut être considérée comme compatible avec le marché intérieur* »¹²¹².

1410. En vue de clarifier les rapports entre ces deux « tests », un premier ensemble de textes a été adopté par la Commission européenne¹²¹³ et le Parlement européen¹²¹⁴, dit « paquet Monti-Kroes ». Cet ensemble a ensuite été repris et complété au début de la décennie 2010 par plusieurs textes de la Commission, réunis dans le « paquet Alunmia ». Il ressort de cette doctrine que peuvent être qualifiés de SIEG, et présumées compatibles avec le marché intérieur au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE, des mesures étatiques qui ne remplissent pas les conditions *Altmark* mais remplissent les deux conditions posées par cet

¹²¹⁰ CJCE, 27 juillet 2003, *Altmark trans Gmbh*, C-280/00, points 88 à 93.

¹²¹¹ TPICE, 11 mars 2009, *TFI c/ Commission*, T-354/05, point 140.

¹²¹² Tribunal, 16 oct. 2013, *TFI c/ Commission*, T-275/11, point 129.

¹²¹³ Encadrement communautaire des aides d'Etat sous forme de compensation de service public, 2005/C 297/04, p. 4.

¹²¹⁴ Résolution du Parlement européen sur les aides d'Etat sous forme de compensation de service public, 2004/2186, p. 117.

article. Ces mesures doivent donc, d'une part, être nécessaires au fonctionnement de SIEG, et, d'autre part, ne pas affecter le développement des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt de l'Union.

1411. À rebours de ses positions dans les processus législatifs, la Commission a durant les premières années de sa pratique décisionnelle laissé une large manœuvre aux Etats membres quant aux choix des mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement. Cette pratique est fondée sur usage « orthodoxe »¹²¹⁵ du régime juridique des SIEG, conforme à la possibilité donnée, par le droit dérivé et la jurisprudence, aux Etats membres d'imposer des obligations de service public en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

1412. La Commission a ainsi admis, dans une décision de 2004, qu'un mécanisme de capacité mis en place par les pouvoirs publics pouvait répondre aux quatre conditions *Altmark*, et donc échapper au droit des aides d'Etat¹²¹⁶. Le mécanisme en cause, dit « CADA » (Capacity And Differences Agreements), mis en place par l'Irlande, consistait en un appel d'offres pour de nouvelles capacités ouvrant droit à un dispositif de soutien financier, sur une période de dix ans, qui les rémunérait pour leur disponibilité.

1413. Cette décision est notable essentiellement par le fait que la Commission s'est appuyée sur la latitude donnée par le législateur européen aux Etats membres d'imposer des obligations de service public visant à préserver la sécurité d'approvisionnement pour estimer la première condition « *Altmark* » satisfaite. Cette décision, qui a démontré la possibilité de faire échapper les mécanismes de capacité à la qualification d'aides d'Etat au titre de la jurisprudence *Altmark*, a été abondamment citée par la suite par les Etats membres ou les parties intéressées pour appuyer leurs prétentions à ne pas appliquer le droit des aides d'Etat aux mécanismes envisagés¹²¹⁷.

2) Des aides d'Etat compatibles avec le marché intérieur

1414. L'application de la jurisprudence *Altmark* n'a pourtant pas été la voie suivie par la suite par la Commission, qui a systématiquement qualifié les mécanismes de capacité d'aides d'Etat. Elle a cependant admis dans plusieurs affaires leur qualité de SIEG et leur compatibilité avec le marché intérieur au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE. Cette

¹²¹⁵ Harrop (V), *Le droit européen et le mécanisme de capacité français : perspectives concurrentielles*, Mémoire de l'Institut d'Etudes politiques de Strasbourg, 2017, p. 24.

¹²¹⁶ Aides d'Etat, SA. N° 475/2003, Ireland – Public service obligation (PSO) notification, C(2003) 4488 final, n° C-034/2004.

¹²¹⁷ Voir par exemple la Décision de la Commission concernant le régime d'aide SA.39621 2015/C, C(2016) 7086 final, point 88.

solution a notamment été suivie par la Commission dans la décision rendue sur le mécanisme de capacité espagnol en 2010¹²¹⁸.

1415. Le mécanisme en cause visait à apporter une compensation financière aux propriétaires de centrales produisant une certaine quantité d'énergie à partir de charbon produit localement, au coût de revient plus élevé que le charbon importé, afin de réduire les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement.

1416. Si la Commission a admis, sur le fondement de l'article 3, paragraphe 2, de la directive 2003/54/CE¹²¹⁹, qu'un tel dispositif visait bien à assurer l'exploitation d'un SIEG relatif à la sécurité d'approvisionnement¹²²⁰, elle a cependant estimé que ce SIEG ne répondait pas au quatrième critère énoncé dans l'arrêt *Altmark*, celui de l'absence d'octroi d'un avantage économique¹²²¹. En revanche, ayant qualifié le dispositif d'aide d'Etat, la Commission a considéré, en se référant à l'Encadrement communautaire des aides d'Etat sous forme de compensations de service public¹²²², qu'il n'en restait pas moins compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 106, paragraphe 2 TFUE.

1417. Cette décision a montré la possibilité de déclarer compatibles avec le marché intérieur des mécanismes de capacité au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE, à défaut de leur appliquer la jurisprudence *Altmark*. Elle a également mis en lumière plusieurs points importants de l'interprétation faite par la Commission du droit communautaire au sujet de la reconnaissance d'un SIEG en ce domaine. Si celle-ci a confirmé que « *les Etats membres disposent d'un large pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qu'ils considèrent comme des services d'intérêt économique général* »¹²²³, conformément à la jurisprudence de la Cour¹²²⁴, elle considère également que cette marge de manœuvre des Etats membres est directement corrélée avec le niveau de libéralisation du marché de l'électricité¹²²⁵, et est donc amenée à se réduire avec l'intégration du marché.

1418. Jusqu'à cette période, la pratique de la Commission montre donc une relative facilité à reconnaître la qualité de SIEG aux mécanismes de capacité et à présumer leur

¹²¹⁸ Décision de la Commission du 29 septembre 2010, Aides d'Etat, SA.178/2010, C(2010) 4449 final.

¹²¹⁹ *Ibid.*, point 85.

¹²²⁰ *Ibid.*, point 103.

¹²²¹ *Ibid.*, point 112.

¹²²² Encadrement communautaire des aides d'Etat sous forme de compensations de service public, JOC 297 du 29.11.2005.

¹²²³ Décision de la Commission du 29 septembre 2010, Aides d'Etat, SA.178/2010, C(2010) 4449 final, point 88.

¹²²⁴ Tribunal UE, 12 février 2008, *BUPA et autres c/ Commission*, T-289/03, point 172.

¹²²⁵ Décision de la Commission du 29 septembre 2010, Aides d'Etat, SA.178/2010, C(2010) 4449 final, point 30.

compatibilité avec le marché intérieur, soit au titre de la jurisprudence *Altmark* soit au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE. Deux explications peuvent être données à cette pratique. En premier lieu, elle peut bien sûr tenir aux qualités intrinsèques des mécanismes notifiés¹²²⁶. Cependant, des arguments relatifs à la politique de la Commission ont pu également être invoqués. Ainsi, il est probable que cette appréciation favorable aux Etats membres résulte en partie du contexte d'un marché de l'électricité encore faiblement libéralisé et doté d'interconnexions et de dispositifs de gestion de la demande encore largement insuffisants. Dans ce contexte la Commission aurait été plus favorable aux préoccupations nationales faisant suite à la libéralisation¹²²⁷.

II/ Un mécanisme de capacité français admis par la Commission

1419. Le mécanisme de capacité a été mis en place en France par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi « NOME », sur une proposition du Rapport Sido-Pognant¹²²⁸, rendu en avril 2010, afin de « renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France en obligeant tous les fournisseurs à disposer, directement ou indirectement, des capacités de production ou d'effacement suffisantes pour approvisionner à tout instant leurs clients »¹²²⁹.

1420. Compte tenu du caractère de « bien public pur » de la sécurité d'approvisionnement et des risques de comportement de « passager clandestin » associés¹²³⁰, ce rapport a préconisé « la mise en place en France d'une obligation de capacité portant sur les fournisseurs », afin de « distribuer la responsabilité de l'assurance face au risque de défaillance de production aux différents fournisseurs »¹²³¹. Il s'agit de faire reposer sur chaque fournisseur le risque de défaillance résultant de sa propre activité en fixant des obligations de capacité et en pénalisant financièrement le non-respect de cette obligation, tout en définissant suffisamment longtemps à l'avance le contenu de ces obligations pour leur donner une visibilité.

¹²²⁶ Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 71.

¹²²⁷ Harrop (V), *Le droit européen et le mécanisme de capacité français : perspectives concurrentielles*, Mémoire de l'Institut d'Etudes politiques de Strasbourg, 2017, p. 27.

¹²²⁸ Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010.

¹²²⁹ Projet de loi n° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, p. 3.

¹²³⁰ Samuelson (P. A.), « Pure Theory of Public Expenditure », *The Review of Economics and Statistics*, 1954, p. 387-389 ; Samuelson (P. A.), « Aspects of Public Expenditure Theories », *The Review of Economics and Statistics*, 1958, p. 332-338.

¹²³¹ Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010, p. 21.

1421. Le mécanisme de capacité a donc été mis en place selon une logique assurantielle intégrant l'ensemble des producteurs et de fournisseurs (A), au moyen d'un mécanisme de capacité, organisé selon une logique de marché afin de permettre aux fournisseurs d'atteindre les objectifs de capacité au moindre coût (B).

A) Un mécanisme de capacité structuré suivant une logique assurantielle

1422. Le mécanisme de capacité français, tel qu'il résulte de la loi NOME et des réformes introduites pour assurer sa compatibilité avec le marché intérieur de l'électricité, se caractérise par deux principes, un principe de garantie de la sécurité d'approvisionnement sur le temps long et par l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité (1), et un principe de participation de l'ensemble des capacités (2). Alors que le premier est induit par la nature assurantielle du système adopté, le second n'était nullement nécessaire sous ce rapport et résulte davantage de considérations politiques.

1) Un mécanisme fondé sur un principe de garantie sur le temps long par l'ensemble des acteurs

1423. Le principe de garantie de la sécurité d'approvisionnement, sur le temps long, par l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité, recouvre les deux dimensions fondamentales d'un mécanisme assurantiel que sont la répartition des risques sur la durée et la répartition entre un nombre plus ou moins important de personnes.

1424. La première dimension est définie comme le fait que le mécanisme de capacité « *vis*e à respecter dans la durée le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics français »¹²³². En pratique, ce critère de sécurité d'approvisionnement a été fixé par le décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 comme une espérance de défaillance de 3 heures en moyenne par an.

1425. L'évaluation du risque de défaillance à venir est menée sur un horizon de cinq ans par RTE dans le cadre de bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande¹²³³. Comme l'indique RTE, les signaux économiques envoyés par le mécanisme « *ont vocation à susciter la mise en œuvre de mesures correctrices en cas de risques importants sur la sécurité d'approvisionnement. Ces mesures, et notamment celles qui relèvent de l'investissement dans de nouvelles capacités, nécessitent des délais importants. Le mécanisme a donc été conçu pour envoyer des signaux de long terme* »¹²³⁴. Il est donc prévu que les premiers échanges

¹²³² RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 19.

¹²³³ Code de l'énergie, article 141-8.

¹²³⁴ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 20.

aient lieu quatre années à l'avance¹²³⁵. Cette échelle de temps est à comparer avec celle des transactions sur le marché de l'énergie, où les échéances associées aux transactions dépassent rarement un ou deux ans.

1426. La seconde dimension est exprimée dès l'exposé des motifs de la loi NOME, qui explique qu'« *il s'agit de s'assurer que tous les fournisseurs assument l'ensemble de leurs responsabilités industrielles et énergétiques vis-à-vis de leurs clients et ne se reposent pas sur une garantie de fourniture implicite de l'opérateur historique* »¹²³⁶.

1427. En effet, la mise en place du marché de capacité vise à substituer un système assurantiel collectif au système antérieur, dans lequel EDF garantissait seul l'équilibre du système. EDF s'assurait en effet que la capacité totale dont elle disposait couvrait les besoins de l'ensemble de la consommation en France continentale, y compris lors des périodes de pointe de consommation. À cette fin, EDF couvrait le coût des centrales de pointe au moyen de la part fixe des tarifs réglementés, qui reflétait le coût fixe des moyens de pointe. Or, l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie a entraîné une réduction progressive de son portefeuille de clients, l'obligeant à ne plus rémunérer certaines centrales de pointe par les tarifs réglementés mais par le marché de gros, solution insuffisante en raison du plafonnement des prix sur ce marché. Le législateur a donc estimé qu'« *une telle assurance « implicite » et non rémunérée de l'équilibre électrique par EDF, n'était ni soutenable, ni équitable vis-à-vis d'EDF* »¹²³⁷. En conséquence, le système mis en place par la loi NOME vise à faire des fournisseurs alternatifs « *des acteurs à part entière assumant leurs responsabilités quant au bon fonctionnement du système électrique* » à hauteur des besoins de leurs clients, et à les inciter à devenir des acteurs industriels de l'effacement et de la production, soit directement, soit indirectement en participant à leur financement via le marché¹²³⁸.

1428. Ce principe se traduit par l'imposition d'obligations spécifiques aux fournisseurs et aux exploitants de capacités, exprimées en termes de garanties de capacité.

1429. D'une part, l'article L.335-2 du code de l'énergie impose aux fournisseurs de détenir des garanties de capacité à hauteur de la contribution de leur portefeuille de clients au risque de défaillance, risque calculé en fonction de la consommation constatée lors des périodes de pointe et de la sensibilité de la consommation à la température¹²³⁹. Mais l'obligation précise de chaque fournisseur n'est calculée qu'a posteriori, après l'année de livraison, en appliquant les paramètres de besoin effectif en garanties de capacité de cette

¹²³⁵ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 12.

¹²³⁶ Projet de loi n° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, p. 9.

¹²³⁷ *Ibid.*, p. 31.

¹²³⁸ *Ibid.*, p. 28.

¹²³⁹ Code de l'énergie, article R.335-4.

année¹²⁴⁰. Conformément à l'article L.335-2 du code de l'énergie, qui impose que les garanties de capacité soient requises « avec une anticipation suffisante pour laisser aux investisseurs le temps de développer les capacités de production et d'effacement nécessaires pour résorber l'éventuel déséquilibre entre offre et demande prévisionnelles », ces paramètres déterminants sont publiés quatre ans avant l'année de livraison afin de permettre le fonctionnement du marché dans un cadre stable¹²⁴¹.

1430. Durant l'année de livraison, à partir des prévisions de la consommation nationale, RTE définit du jour pour le lendemain les jours dit « PP1 », qui conditionnent l'obligation de capacité des fournisseurs¹²⁴², pour un nombre de jours compris entre 10 et 15 par année, soit 100 et 150 heures par an¹²⁴³.

1431. D'autre part, les exploitants de capacités de production et les exploitants de capacités d'effacement ont l'obligation de faire certifier leurs capacités, en contrepartie de quoi RTE délivre des garanties de capacité¹²⁴⁴. Ces installations, à l'exception des celles ayant une production fatale, sont soumises au régime générique de certification¹²⁴⁵. Dans ce système les capacités sont certifiées par la méthode du calcul dite « sur le réalisé », c'est-à-dire que la capacité demandée lors de la certification sera contrôlée à partir de la disponibilité réalisée et constatée durant la période PP2 de l'année de livraison.

1432. L'article R.335-13 du code de l'énergie prévoit que l'exploitant de capacité estime le volume de capacité pouvant être disponible durant des périodes de pointe de consommation, dite « PP2 », pour chaque année de livraison. Le nombre de jours de PP2 pour une année de livraison est compris entre 10 et 25, ce qui correspond à un nombre d'heures de pointe compris entre 100 et 250 par an¹²⁴⁶.

1433. Le contrat de certification signé entre l'exploitant et RTE est ensuite établi sur la base ainsi calculée. L'exploitant peut par la suite modifier ses prévisions de disponibilité tout au long du mécanisme, y compris pendant l'année de livraison, grâce à un dispositif de rééquilibrage, à la hausse comme à la baisse¹²⁴⁷.

¹²⁴⁰ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 4.2.1.

¹²⁴¹ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 21.

¹²⁴² Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 8.2.1.

¹²⁴³ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 12.

¹²⁴⁴ Code de l'énergie, article R.335-13.

¹²⁴⁵ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 6.3.1.

¹²⁴⁶ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 18.

¹²⁴⁷ Code de l'énergie, article R.335-25.

1434. Les capacités de production existantes peuvent se faire certifier à partir de la quatrième année avant l'année de livraison (AL-4) et en ont l'obligation à partir de la troisième année avant l'année de livraison (AL-3). Les capacités de production en projet peuvent demander à se faire certifier dès la signature de la convention de raccordement, et jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison. Quant aux capacités d'effacement, elles peuvent se faire certifier jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison¹²⁴⁸.

2) Un mécanisme fondé sur un principe de participation de l'ensemble des capacités

1435. Le principe de participation de l'ensemble des capacités signifie que l'ensemble des capacités détenues par les producteurs ont, sinon l'obligation, du moins la possibilité, de participer au mécanisme de capacité, quelles que soient leurs caractéristiques. Il est exprimé de la manière suivante dans le rapport de RTE sur la révision du mécanisme de capacité : « *le mécanisme de capacité français porte sur toute la capacité et il est neutre technologiquement. Toutes les capacités – qu'elles soient nucléaires, thermiques conventionnelles, renouvelables ou d'effacement – peuvent y participer* »¹²⁴⁹. Contrairement au premier principe qui est induit par la nature assurantielle du mécanisme de capacité français, laquelle a été adoptée essentiellement pour de considérations économiques de rapport coût-efficacité par rapport à l'objectif d'équilibre du système, ce second principe résulte davantage d'un choix politique des autorités françaises et de l'Union européenne.

1436. Le principe de participation de l'ensemble des capacités s'observe particulièrement dans deux caractéristiques du mécanisme de capacité, spécifiques à certains types de capacités. Il s'agit de l'inclusion des capacités d'effacement et de l'inclusion des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement, et de l'adaptation du système aux capacités d'effacement et aux capacités non commandables, c'est-à-dire en pratique aux énergies renouvelables.

1437. L'inclusion des capacités frontalières et des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement a été prévue dès l'élaboration du mécanisme, mais sous une forme implicite, avant d'évoluer vers une forme explicite sous la pression de la Commission européenne.

1438. Dans le mécanisme initialement prévu, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement était prise en compte dans le marché de capacité selon une méthode « implicite », c'est-à-dire par l'application d'un coefficient de sécurité réduisant le

¹²⁴⁸ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 6.4.2.

¹²⁴⁹ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 21.

montant de l'obligation de chacun des fournisseurs participant au mécanisme. Ce coefficient devait être déterminé par RTE en fonction du critère de sécurité défini par les pouvoirs publics et d'une analyse de la situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté¹²⁵⁰.

1439. La Commission a indiqué¹²⁵¹ que cette organisation du mécanisme contrevenait aux critères des LDAEE 2014, qui exigent que les aides en faveur de l'adéquation des capacités de production soient « *ouvertes à tous les fournisseurs de capacité utiles lorsque cela est techniquement et physiquement possible* » et ne doivent pas « *réduire les incitations à investir dans les interconnexions et ne pas compromettre le couplage des marchés* »¹²⁵². En effet, sur le premier point, la Commission estimait que la limitation de l'accès au mécanisme de capacité aux exploitants de capacités situées en France risquait de protéger indûment le marché français, en avantageant ces derniers par les revenus supplémentaires provenant de l'échange des certificats, ce qui compromettrait le couplage des marchés. Sur le second point, la Commission pointait le fait que la mise en place d'un mécanisme de capacité aurait un effet à la baisse sur les prix de l'énergie dans le territoire couvert par le mécanisme de capacité du fait de l'écrêtement de la demande de pointe, ce qui risquait de limiter les projets d'expansion ou la construction de nouvelles interconnexions du fait de la baisse des revenus attendus de ces infrastructures.

1440. À la suite des doutes de la Commission quant à la conformité du mécanisme de capacité aux LDAEE 2014 sur ce point, la France a mis en place un modèle hybride permettant de prendre en compte de manière explicite les capacités de production et d'effacement étrangères tout en rémunérant les interconnexions¹²⁵³. Suivant ce système, les capacités de production et d'effacement étrangères acquièrent des « tickets d'interconnexion » pour pouvoir être certifiées et offrir leurs garanties sur le marché de capacité français. Ces tickets sont mis aux enchères par frontière et par interconnexion l'année précédant l'année de livraison, selon une répartition calculée sur la base de la contribution des Etats membres transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement en France. Toutes les capacités de production et d'effacement d'un pays frontalier interconnecté à la France ont donc la possibilité de participer à l'enchère des tickets d'interconnexion correspondant à chaque interconnexion¹²⁵⁴.

¹²⁵⁰ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 5.1.4.1.

¹²⁵¹ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 202.

¹²⁵² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 223.

¹²⁵³ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 7.

¹²⁵⁴ Arrêté du 21 décembre 2018 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie

1441. De même, les capacités d’effacement peuvent être prises en compte, selon deux méthodes différentes. Une méthode première méthode, dite d’« effacement implicite », consiste à réduire le montant de l’obligation de capacité d’un fournisseur par une réduction de la consommation. Dans ce cas les capacités d’effacements doivent être activées effectivement durant les heures PP1. Une seconde méthode, dite d’« effacement explicite », consiste à certifier la capacité d’effacement en tant que telle. Dans ce cas, les capacités d’effacement explicites doivent seulement s’engager à être disponibles durant les heures PP2¹²⁵⁵.

1442. Les capacités d’effacement pouvant être certifiées jusqu’à deux mois avant le début de l’année de livraison, elles s’inscrivent dans le fonctionnement du mécanisme de capacité avec une fonction de « capacités de bouclage » et ont vocation à remédier à d’éventuels déficits de capacité qui seraient révélés peu de temps avant le début d’une année couverte par l’obligation de capacité¹²⁵⁶. Le mécanisme valorise ainsi le fait que les capacités d’effacement puissent émerger à des échéances courtes ou, si le prix de marché de la capacité est suffisamment élevé, peuvent devenir des alternatives à la production rentables.

1443. Enfin, les capacités de production d’électricité renouvelable non commandables bénéficient d’un régime de certification spécifique, qui vise à neutraliser le risque associé à l’indisponibilité de leur source d’énergie primaire. Le mécanisme de capacité prévoit en effet deux régimes de certification, dits « générique » et « dérogatoire »¹²⁵⁷. Relèvent du régime dérogatoire les capacités dont la source d’énergie primaire est soumise à un aléa météorologique conférant un caractère fatal à la production, c’est-à-dire les filières de production hydraulique « au fil de l’eau », solaire et éolienne. Sous ce régime dérogatoire, les capacités peuvent se faire certifier soit selon la méthode de calcul dite « déclarative » soit selon la méthode « dérogatoire ».

1444. Suivant la méthode déclarative, le niveau de capacité certifié est égal à la puissance disponible, c’est-à-dire la puissance pouvant être activée sur les jours PP2, pondérée par deux paramètres « Kj » et « Kh », reflétant l’influence des contraintes de stock journalières et hebdomadaires d’une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

1445. Suivant la méthode dérogatoire, le niveau de capacité certifié est égal à la moyenne de l’énergie produite pendant un nombre N d’années lors des périodes PP2, spécifique à chaque filière, multiplié par un coefficient normatif défini par filière.

¹²⁵⁵ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d’Etat SA.39621 (2015/C), Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d’Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 15.

¹²⁵⁶ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 6.4.2.2.

¹²⁵⁷ *Ibid.*, point 6.2.

1446. Il est à noter que la rémunération que peuvent percevoir dans ce cadre les installations de production d'électricité renouvelable est susceptible de venir s'ajouter, pour un grand nombre d'entre elles, au soutien déjà perçu au titre des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. En conséquence, le fonctionnement de ces deux mécanismes de soutien a été structuré de manière à prendre en compte de paramètre supplémentaire. Le régime applicable aux installations sous obligation d'achat est relativement simple, puisque l'acheteur obligé est subrogé dans les droits et obligations du bénéficiaire pour faire les démarches de certification et valoriser les certificats¹²⁵⁸. De même, le régime applicable aux installations sous complément de rémunération, aujourd'hui stabilisé, prévoit que les revenus tirés de la valorisation des certificats viennent en déduction du montant du complément de rémunération¹²⁵⁹.

B) Un mécanisme de capacité structuré selon une logique de marché

1447. Le principe d'organisation du mécanisme de capacité selon une logique de marché a été adopté dès le début des réflexions sur son organisation dans le Rapport Sido-Pognant et a été mis en place par la loi « NOME » du 7 décembre 2010. Suivant l'étude d'impact de la loi, ce fonctionnement doit garantir que les solutions mises en œuvre seront les plus pertinentes sur le plan économique¹²⁶⁰. L'objectif est de permettre aux acteurs du marché de minimiser le coût du respect de leurs obligations et d'envoyer un signal économique clair permettant de prendre des décisions d'investissement optimales¹²⁶¹.

1448. Suivant les articles L.335-2 et 3 du code de l'énergie, les fournisseurs et les exploitants de capacités sont respectivement responsables des écarts entre leurs engagements et les capacités dont ils disposent effectivement ou leur disponibilité effective. Le responsable de périmètre de certification (RPC), c'est-à-dire la personne morale responsable financièrement des écarts de son périmètre, peut cependant être une personne morale différente de l'exploitant, à qui celui-ci transfère contractuellement cette responsabilité.

1449. Afin d'assumer cette responsabilité, fournisseurs et RPC sont reliés entre eux par un double marché de capacité, un marché de gré à gré et un marché organisé, qui permet aux premiers de couvrir leur obligation en complétant le montant de garanties de capacité dont ils peuvent disposer au titre des installations qu'ils exploitent eux-mêmes. Le marché organisé permet de faire émerger un prix de la capacité représentatif pouvant servir de référence, tandis que le marché de gré à gré, complémentaire au marché organisé, offre l'avantage de permettre aux fournisseurs de se couvrir progressivement, sans avoir à supporter

¹²⁵⁸ Code de l'énergie, article L.335-5

¹²⁵⁹ Code de l'énergie, article R.314-33

¹²⁶⁰ Projet de loi n° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, p. 24.

¹²⁶¹ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 20.

les coûts du risque des marchés organisés. Les échanges de garanties de capacité peuvent s'effectuer depuis la date de certification jusqu'à 15 jours après la notification par RTE à chaque fournisseur du montant de son obligation de capacité, laquelle se fait au plus tard le 1^{er} décembre de l'année de livraison AL+2¹²⁶². Afin de garantir la liquidité du marché entre ces deux dates, les fournisseurs qui, à la date limite de notification de l'obligation, détiennent un excédent de garanties de capacité sont tenus d'effectuer une offre publique de vente avant la date limite de cession¹²⁶³.

1450. Le fonctionnement de ces marchés est garanti par un processus de règlement des écarts. Celui-ci pénalise ou rémunère financièrement les écarts, selon qu'ils sont positifs ou négatifs. Ainsi, à l'issue de l'année de livraison, le montant de garanties détenues par chaque fournisseur est comparé au niveau d'obligation calculé par RTE et la disponibilité effective des capacités des producteurs est comparée à celle annoncée. Les RPC et les fournisseurs dont les écarts sont négatifs versent ensuite le montant du règlement dont ils sont redevables, tandis que ceux dont les écarts sont positifs perçoivent une rémunération. Cette rémunération est imitée cependant, pour chaque année de livraison, au montant des versements effectués au titre des règlements financiers négatifs¹²⁶⁴. En outre, aux termes de l'article R.335-32 du code de l'énergie, le prix de règlement appliqué pour une année de livraison donnée peut être fixé de deux manières différentes. Lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas significativement menacée, le prix de règlement financier se base intégralement sur le « prix de référence marché » (PRM), calculé comme la moyenne des prix de la garantie de capacité fixés lors des enchères réalisées avant l'année de livraison. Pour calculer le prix de règlement des écarts négatifs, un coefficient d'incitation « k » est ajouté à ce prix afin d'inciter les acteurs à recourir au marché des garanties plutôt qu'au règlement financier. En revanche, lorsque la sécurité d'approvisionnement est significativement menacée, c'est-à-dire lorsque l'écart global se situe en deçà d'un seuil déterminé par RTE, le prix de règlement des écarts est un prix administré, qui joue alors le rôle de plafond du prix de la garantie de capacité sur le marché.

1451. La tendance à l'organisation du mécanisme de capacité selon une logique de marché a été renforcée par les modifications introduites dans le fonctionnement du mécanisme de capacité à partir de 2016 en vue de le rendre conforme aux LDAEE 2014. Ces dernières visent en effet précisément à éviter que l'aide d'Etat que constitue le mécanisme de capacité n'altère les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun. Sous l'effet de ces deux influences, nationale et européenne, le mécanisme de capacité a donc été construit de manière à permettre le fonctionnement le plus efficace possible du marché de capacité, c'est-à-dire en le conformant autant que possible aux cinq qualités classiques de la « concurrence pure et parfaite ». Ces qualités sont, d'une part, les conditions de la

¹²⁶² Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité, point 4.2.

¹²⁶³ *Ibid.*, point 5.5.

¹²⁶⁴ Code de l'énergie, article R.335-31.

concurrence « pure », à savoir l'atomicité de l'offre et de la demande, l'homogénéité du produit et la liberté d'entrer et de sortir du marché (1), et, d'autre part, les conditions de la concurrence « parfaite », l'information parfaite des acteurs sur le marché et la mobilité parfaite des facteurs de production (2).

1) Un mécanisme tendant vers la pureté de la concurrence

1452. La notion de « pureté » de la concurrence recouvre trois qualités du marché¹²⁶⁵. Il s'agit premièrement de « l'atomicité », qui signifie que le nombre d'acheteurs et de vendeurs est suffisamment important pour qu'aucun acteur ne soit en position d'influencer le prix d'équilibre par son comportement. Il s'agit deuxièmement de « l'homogénéité des produits », qui signifie tous les produits échangés sur un même marché sont jugés identiques ou substituables. Il s'agit troisièmement de la liberté d'entrée sur le marché et de sortie du marché, qui signifie qu'aucun vendeur ou acheteur n'est limité par aucune barrière d'aucune sorte, notamment tarifaire, réglementaire, technique, économique ou financière, pour entrer ou sortir du marché et ne souffre d'aucun désavantage de position sur le marché par rapport aux acteurs déjà présents.

1453. La condition d'atomicité est spécialement compliquée à remplir dans le contexte énergétique français, dominé par l'opérateur historique qu'est EDF. Diverses dispositions ont donc été adoptées en vue de réduire l'effet anticoncurrentiel de la structure du marché de l'énergie sur le fonctionnement du marché de capacité.

1454. Comme le notait la Commission européenne, « *il est probable que la grande majorité des échanges de certificats impliquera le même opérateur, c'est-à-dire l'opérateur historique (EDF). EDF contrôle actuellement environ 85 % du marché de détail et plus de 90 % du marché de la production d'électricité* »¹²⁶⁶. Cette position dominante sur le marché de l'électricité a pour corollaire une position également dominante sur le marché des garanties capacités, avec un marché très resserré pour les autres acteurs. Sans encadrement du fonctionnement du marché, il est donc manifeste qu'EDF a la capacité d'influencer le cours des garanties de capacité. Trois risques ont notamment été identifiés par la Commission européenne à cet égard¹²⁶⁷. Le premier est le risque d'une rétention de capacités visant à faire monter artificiellement le prix des garanties de capacité. Le second est le risque de rétention des garanties de capacité elles-mêmes. Le troisième est le risque de « ciseau tarifaire », c'est-à-dire la vente par l'opérateur dominant des garanties de capacité aux concurrents à un prix

¹²⁶⁵ Kenneth J. Arrow (J) and Debreu (G), « Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy », *Econometrica*, n° 3, 1954, p. 265-290.

¹²⁶⁶ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 194.

¹²⁶⁷ *Ibid.*, point 275.

plus élevé que le prix de cession interne, aboutissant à un effet d'exclusion des concurrents du marché de la fourniture d'électricité.

1455. La France, sous la pression de la Commission¹²⁶⁸, a donc adopté plusieurs mesures visant à éviter que la structure déséquilibrée du marché de l'électricité ne se transpose au marché de capacité.

1456. Premièrement, plusieurs mesures adoptées ont pour finalité d'écarter le risque de rétention de capacités.

1457. Il s'agit tout d'abord d'une contrainte pesant sur les exploitants de capacités de certifier leurs capacités disponibles dans un tunnel défini par l'application d'une « marge d'acceptabilité » spécifique à chaque filière autour d'une valeur de référence, fixée à partir des valeurs historiques de disponibilité de la filière considérée. Cette marge d'acceptabilité garantit que les opérateurs disposant d'un important portefeuille de capacités ne pourront, au sein du « tunnel » de certification, manipuler le marché. Une certification en dehors du tunnel de certification reste certes possible, mais doit suivre une procédure dérogatoire, afin de valider les motifs technico-économiques qui justifient cette sortie du tunnel de certification. Par exception, cette méthode ne s'applique pas aux capacités certifiées selon la méthode normative, ce qui vise notamment les installations non commandables, puisque leur fonctionnement et la relative imprévisibilité de leur production sont inadaptés à une logique déclarative¹²⁶⁹.

1458. Il s'agit ensuite d'une obligation de rééquilibrage dans un délai court lors d'événements importants entraînant une baisse des capacités disponibles, et du renforcement de la pénalisation économique des écarts afin d'inciter les exploitants de capacités à se certifier au plus tôt et de la manière la plus exacte possible en fonction de leurs prévisions.

1459. Ainsi, tout rééquilibrage cumulé avant l'année de livraison dépassant un seuil maximum d'un GW sera pénalisé à mesure qu'approche la date de règlement des écarts. Le rééquilibrage reste donc gratuit avant l'année de livraison lorsqu'il est inférieur à 1 GW, puis devient payant au-delà de ce seuil, avec un coût croissant à mesure que l'année de livraison approche. Cette mesure vise à dissuader les exploitants de capacités de sous-certifier ou sur-certifier leurs capacités et à les inciter à se rééquilibrer au plus tôt en fonction de leurs prévisions de disponibilité, de manière à refléter le coût pour la collectivité de la révélation plus ou moins tardive de l'information. Cependant, la formule est faite de telle manière qu'un rééquilibrage, même tardif, reste toujours plus rentable que de recourir au processus de règlement des écarts¹²⁷⁰.

¹²⁶⁸ *Ibid.*, point 276.

¹²⁶⁹ *Ibid.*, point 174.

¹²⁷⁰ *Ibid.*, points 141 à 143.

1460. De même, la sur-certification est sanctionnée, tout comme la sous-certification, afin d'écartier le risque de manipulation du marché. Cette pratique consiste à décourager l'émergence d'offres de capacité concurrentes par une forte sur-certification très en amont de l'année de livraison pour ensuite se rééquilibrer progressivement à la baisse et tirer profit des hausses de prix induites imposées aux acheteurs ainsi rendus captifs d'un marché insuffisamment concurrentiel¹²⁷¹.

1461. Il s'agit enfin d'un durcissement du mécanisme de règlement des écarts, qui, en rendant impossible un arbitrage économique rentable entre le passage par le marché et le règlement des écarts, renforce l'incitation de l'ensemble des acteurs de marché à échanger leurs garanties sur le marché de la capacité¹²⁷². Le coefficient d'incitation « k », qui est appliqué aux déséquilibres pour calculer le montant des pénalités, a en effet été révisé de manière à décourager les participants à présenter des écarts négatifs ou positifs. D'une part il a été doublé, passant de 0,1 à 0,2, et a été encore accru pour les déséquilibres négatifs dépassant un seuil d'un maximum d'1 GW. D'autre part, la rémunération pouvant être perçue pour les déséquilibres positifs a été plafonnée dans le cas du dépassement d'un certain seuil. Ces différents paramètres ont été fixés de manière à ce qu'au-dessus d'1 GW, le coût d'un déséquilibre négatif soit égal au gain d'un déséquilibre positif. Cette symétrie d'incitation vise à pousser les participants au mécanisme à se certifier ou à se couvrir au plus près de leurs anticipations.

1462. Deuxièmement, deux mesures en particulier visent à écartier le risque de rétention de capacités.

1463. D'une part, afin d'accroître la liquidité du marché, il a été prévu d'augmenter le nombre d'enchères organisées avant l'année de livraison. Leur nombre a été porté à quinze, en organisant une en AL-4, quatre en AL-3 ainsi qu'en AL-2, et six en AL-1, contre seulement dix enchères prévues auparavant¹²⁷³.

1464. D'autre part, il a été instauré une obligation de mise à disposition de capacités lors des enchères par les exploitants de capacités dominants¹²⁷⁴. Les responsables des périmètres de certification détenant un volume de capacité excédant le seuil de 3 GW doivent ainsi offrir sur le marché une part de leurs certificats. Cette part s'élève à 25% du niveau de capacité certifiée en AL-4, puis s'applique un mécanisme de « double contrainte » pour les trois années suivantes, avec une contrainte portant sur un pourcentage du niveau de capacité

¹²⁷¹ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 51.

¹²⁷² Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 144.

¹²⁷³ *Ibid.*, point 163.

¹²⁷⁴ *Ibid.*, point 164.

certifiée (25%) et un pourcentage du volume de certificats de capacité invendus (25%). Cette double contrainte vise à répondre au risque de manipulation du marché par les acteurs intégrés, qui pourraient minorer de façon artificielle leur nombre de certificats invendus en réalisant des cessions internes. Ainsi, le volume de cessions internes d'un acteur intégré est limité par l'obligation de mise sur le marché d'un pourcentage des certificats correspondant à la capacité certifiée, ce qui garantit une certaine liquidité sur le marché organisé¹²⁷⁵. Cette réforme permet ainsi de garantir la liquidité suffisante de ces enchères, et donc de renforcer la représentativité du prix de référence de la garantie de capacité issu du jeu du marché.

1465. Troisièmement, afin de pallier le risque de « ciseau tarifaire » par l'opérateur historique dominant, la réglementation a été révisée afin d'imposer que les cessions internes d'un opérateur intégré s'effectuent à un prix représentatif des prix issus des cessions sur le marché¹²⁷⁶.

1466. La condition d'homogénéité des produits a en revanche été satisfaite dès la mise en place du mécanisme de capacité. Un des principes du mécanisme de capacité est en effet l'inclusion de toutes les capacités de production et d'effacement dans un cadre technologiquement neutre. Ce principe signifie, d'une part, que le mécanisme « *reconnait la contribution de toutes les capacités à la sécurité d'approvisionnement nationale* » et, d'autre part, que « *les garanties qui sont délivrées le sont exclusivement sur la base de leurs contributions respectives à la réduction du risque de défaillance* », sans prendre en compte de considérations techniques ou environnementales, et sont « *rigoureusement identiques et ne peuvent être distinguées sur les marchés* »¹²⁷⁷.

1467. La condition de liberté d'entrée et de sortie du marché est, dans tous les types de marché, très difficile à atteindre. Il est en effet rare que les acteurs d'un marché ne doivent pas supporter des coûts d'entrée ou ne supportent des coûts échoués à leur sortie. Cependant, le fonctionnement du mécanisme de capacité vise à faciliter l'investissement dans les nouvelles capacités, au moyen d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle.

1468. Suivant le schéma retenu¹²⁷⁸, les nouvelles capacités potentielles qui ne disposent pas déjà d'un mécanisme de capacité doivent soumettre leurs offres à RTE dans le cadre d'un appel d'offres lancé le dernier trimestre de la quatrième année avant l'année de livraison. Ces offres sont ensuite comparées avec un « prix de référence initial » au-delà duquel elles ne sont pas retenues. Les volumes ainsi ouverts sont fixés par les autorités selon une courbe de demande reflétant la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité, élaborée

¹²⁷⁵ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 6.

¹²⁷⁶ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 286.

¹²⁷⁷ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 21.

¹²⁷⁸ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, points 131 à 138.

annuellement par RTE et approuvée par la CRE, afin de limiter le bénéfice de cet appel d'offres aux investissements compétitifs sur le long terme. Les capacités lauréates bénéficient d'un « contrat pour différence » d'une durée de 7 ans, qui donne lieu à un remboursement de l'écart entre le prix de l'offre et le prix de référence marché si celui-ci lui est supérieur, ou à un encaissement si le prix de référence marché est inférieur au prix de l'offre.

2) Un mécanisme tendant vers la perfection de la concurrence

1469. La notion de « perfection » de la concurrence recouvre deux qualités du marché¹²⁷⁹. Il s'agit premièrement de l'information parfaite des acteurs sur le marché, qui signifie que tous les participants à un marché donné ont une connaissance complète et simultanée des données intervenant dans la formation du prix d'équilibre. Il s'agit ensuite de la mobilité parfaite des facteurs de production, qui signifie que ceux-ci, notamment les capitaux, peuvent être réaffectés sans délais et sans coûts vers les marchés ou les segments de marché où la demande est supérieure à l'offre.

Par hypothèse, la condition d'information parfaite des acteurs du marché suppose une information gratuite et immédiate et, a priori, s'oppose aux échanges de gré à gré, puisque ceux-ci échappent au processus de fixation des prix par l'équilibre de l'ensemble de l'offre et de la demande. Si le mécanisme de capacité connaît la dualité entre un marché centralisé et un marché de gré à gré, le fonctionnement de ce dernier a été amendé afin qu'il ne porte pas atteinte à l'efficacité de la formation des prix.

1470. En premier lieu, le marché de capacité a été organisé dès sa création en vue d'assurer une information constante et égale à tous les acteurs sur l'état prévisionnel du parc de production et d'effacement pour les quatre années suivantes. Concrètement, chaque fournisseur et chaque exploitant de capacité doivent ouvrir un compte auprès de RTE sur un « registre des garanties de capacité », sur lequel sont inscrites les transactions et auquel tous les acteurs du marché ont accès¹²⁸⁰.

1471. En second lieu, à la suite de la procédure de notification du mécanisme à la Commission, le fonctionnement du marché a été modifié pour être plus transparent. Outre le fait que le mécanisme prévoyait déjà que les prix des offres sur le marché public soient publics, il est désormais prévu de garantir un niveau de transparence équivalent sur le marché de gré à gré, en donnant accès à tous les acteurs au registre des transactions gré à gré, qui contient les données portant sur les volumes et des prix, tout en garantissant l'anonymat des

¹²⁷⁹ Kenneth J. Arrow (J) and Debreu (G), « Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy », *Econometrica*, n° 3, 1954, p. 265-290.

¹²⁸⁰ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017, p. 26.

participants. Cela doit renforcer la cohérence entre le marché organisé et le marché de gré à gré en permettant aux acteurs du premier de prendre en compte les prix du second¹²⁸¹.

1472. Dans le contexte du marché de capacité, la condition de mobilité parfaite des capitaux est remplie si la demande se porte naturellement vers l'offre de garanties la moins chère et si les exploitants de capacités investissent naturellement dans les capacités de production ou d'effacement les moins coûteuses. Cette condition semble remplie, du fait de la simplicité du marché de capacité. Le mécanisme de capacité a cependant été amendé dans le cadre de la procédure de notification à la Commission, afin de lever un obstacle à la révélation efficace par le marché du besoin de nouvelles capacités.

1473. En théorie, si les prix des garanties de capacité augmentent jusqu'au niveau des coûts pour un nouvel entrant, le marché incite à investir dans de nouvelles capacités. Or, le fonctionnement du mécanisme pose de facto un plafond à l'augmentation du prix des garanties de capacité, en fixant un prix administré au règlement des écarts. En effet, ce prix administré joue de facto le rôle de plafond au prix des garanties de capacité sur le marché. Or, suivant la Commission, il n'est nullement évident que ce prix administré soit égal aux coûts pour un nouvel entrant. En conséquence, il a été prévu d'augmenter progressivement le prix administré, pour passer de 20.000 €/MW en 2017 à 60.000 €/MW en 2020, puis de l'actualiser régulièrement de manière à ce qu'il soit égal à la valeur correspondant aux coûts pour un nouvel entrant, notamment aux coûts d'entrée sur le marché d'une centrale à gaz de type CCG ou cycle ouvert¹²⁸².

¹²⁸¹ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, points 187 et 262.

¹²⁸² *Ibid.*, point 145.

Section II : Un mécanisme de capacité intégré dans le marché intérieur de l'électricité

1474. Les nombreuses réformes effectuées dans le mécanisme de capacité français pour répondre aux observations de la Commission sont la conséquence directe de l'évolution de la pratique administrative de celle-ci à l'égard de ce type de mécanisme. À partir du début des années 2010, la Commission a en effet progressivement durci son encadrement de la pratique des mécanismes de capacité par les Etats membres, en affirmant une réticence de principe à l'égard de ces systèmes qui, « *s'ils ne sont pas bien conçus ou sont introduits trop tôt ou en l'absence de coordination suffisante au niveau de l'UE, risquent d'être contre-productifs* »¹²⁸³. Le Conseil européen du 22 mai 2013 ayant demandé à la Commission de fournir des orientations relatives aux mécanismes portant sur les capacités, dans la perspective d'un achèvement du marché intérieur de l'énergie en 2014¹²⁸⁴, celle-ci a révisé dans une communication du 5 novembre 2013¹²⁸⁵ son cadre d'analyse, en vue d'exercer un contrôle plus étroit.

1475. Cette communication a marqué une rupture avec la pratique décisionnelle antérieure de la Commission, qui permettait de considérer les mécanismes de capacité comme des SIEG, et a annoncé l'intention de la Commission de recourir à son pouvoir d'examen de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur pour encadrer plus fortement la mise en place des mécanismes de capacité. En effet, la Commission y expose un processus d'évaluation que doivent suivre les Etats membres lorsqu'ils ont à remédier à un problème d'adéquation des capacités de production, et sur lequel elle prévoit de s'appuyer pour se prononcer sur la compatibilité de leurs interventions avec le marché intérieur de l'électricité. Or, par le niveau de précision des modalités que les Etats membres peuvent mettre en place, cette communication présuppose de se placer en dehors de l'application de la doctrine administrative du « paquet Monti-Kroes », qui reconnaît aux autorités nationales un large pouvoir d'appréciation dans la définition des SIEG. La Commission y indique ainsi implicitement qu'elle entend désormais examiner la compatibilité des mécanismes de capacité au regard de l'article 107, paragraphe 3 TFUE, et la présumer au titre de la jurisprudence *Altmark* ou de l'article 106, paragraphe 2 TFUE. Elle a par ailleurs confirmé cette orientation en affirmant le caractère désormais insuffisant, au regard de l'intégration du marché intérieur, des dispositions législatives relatives à la sécurité d'approvisionnement, qui fondent précisément la possibilité pour les Etats membres d'imposer des SIEG en ce domaine¹²⁸⁶.

¹²⁸³ Communication de la Commission du 15 novembre 2012, Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, COM(2012) 663 final, p. 17.

¹²⁸⁴ Conclusions EUCO/75/1/13 REV.

¹²⁸⁵ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 15.

¹²⁸⁶ *Ibid.*, p. 15.

1476. Dans un contexte d'absence de dispositions législatives encadrant le fonctionnement des mécanismes de capacité mis en place par les Etats membres, conjugué à l'achèvement de l'intégration du marché intérieur de l'électricité, la Commission a exploité pleinement les potentialités de deux instruments juridiques dont elle dispose, les lignes directrices et son pouvoir d'enquête, pour imposer un cadre relativement étroit de règles.

1477. Le recours par la Commission à sa compétence d'examen de la compatibilité des aides d'Etat avec le marché intérieur pour contrôler la mise en place des mécanismes de capacité semble relever de la même logique que celle de sa politique administrative en matière de contrôle de la compatibilité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Dans ces deux domaines, la Commission a recours à cette compétence pour imposer progressivement aux Etats membres un cadre de normes communes visant à garantir l'effectivité du processus d'intégration du marché de l'électricité. En effet, celui-ci risque d'être remis en cause par la mise en place, au niveau national, de systèmes de rémunération des producteurs d'électricité hors du fonctionnement normal du marché visant à favoriser directement, au moyen des mécanismes de soutien, ou indirectement, au moyen des mécanismes de capacité, le développement de la production d'électricité renouvelable.

1478. De fait, si en France le mécanisme de capacité est certes nécessaire pour permettre l'intégration de l'électricité renouvelable dans le système électrique, le supplément de rémunération qu'il apporte aux exploitants de capacités est susceptible de leur fournir un avantage concurrentiel sur le marché de l'électricité, et risque donc d'en perturber le fonctionnement. Afin de pallier ce risque, et faute de pouvoir écarter les mécanismes de capacité au profit d'un système « energy-only-market », la Commission a donc entrepris de réviser sa doctrine administrative en matière d'application du droit des aides d'Etat afin de réintégrer ce type de mécanisme dans le processus d'intégration du marché intérieur de l'électricité.

1479. Cette politique administrative comprend deux dimensions. D'une part, la Commission s'est attachée à étendre l'application du droit des aides d'Etat aux mécanismes de capacité, de manière à pouvoir examiner leur compatibilité sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE (I).

1480. D'autre part, elle a eu recours, de manière successive mais liée, aux lignes directrices et au pouvoir d'enquête. Par l'intermédiaire de l'examen de compatibilité, cette stratégie a permis de donner à ces deux instruments juridiques, théoriquement dépourvus de force contraignante, une influence très réelle sur les choix des Etats membres (II).

I/ Un mécanisme intégré au droit des aides d'Etat

1481. Les décisions récentes relatives aux mécanismes de capacité sont révélatrices d'une volonté de la Commission d'intégrer l'ensemble de ces mesures dans le champ des aides d'Etat relevant de l'article 107 TFUE. Cette tendance se révèle en particulier dans l'importance de la divergence initiale d'interprétation entre les Etats membres et la Commission quant à la qualification des mesures en cause. En effet, dans la plupart des cas dans lesquelles la Commission a finalement conclu à l'applicabilité de l'examen de compatibilité au titre de l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE, les Etats ont initialement soit notifié les mesures en cause au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE, soit défendu l'application de la jurisprudence *Altmark*¹²⁸⁷.

1482. L'encadrement des mécanismes de capacité par la Commission au moyen de l'examen de la compatibilité des aides d'Etat au titre de l'article 107, paragraphe 3, c) TFUE suppose d'une part que ceux-ci soient qualifiés d'aides d'Etat, et d'autre part qu'ils ne soient pas qualifiés de SIEG. La Commission a donc fait évoluer sa doctrine dans le sens d'une interprétation plus large du critère du financement par des ressources d'Etat, premier critère de qualification d'aide d'Etat (A). Simultanément, elle a également fait évoluer sa doctrine dans le sens d'une interprétation plus stricte de la condition de qualification de SIEG imposant que les entreprises bénéficiaires soient chargées « de la gestion de services d'intérêt économique général » (B).

A) Une interprétation élargie du critère du financement par des ressources d'Etat

1483. Le premier critère de qualification d'aide d'Etat suppose l'imputabilité de la mesure à l'Etat et son financement par des ressources d'Etat. Dans le cas des mécanismes de capacité, l'imputabilité de la mesure à l'Etat ne fait généralement guère de doute, étant donné que ces mécanismes sont mis en place par des mesures légales ou réglementaires. Toutes les décisions de la Commission relatives aux mesures notifiées considèrent ainsi cette condition comme satisfaite sans développer d'argumentation plus importante¹²⁸⁸, voire sans la traiter

¹²⁸⁷ Voir les décisions de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, points 102 et 143, du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, points 26 et 33, Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, points 31 et 63.

¹²⁸⁸ Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, point 30 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 65 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, point 119 ; Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 35.

spécifiquement¹²⁸⁹. Le débat entre les autorités nationales et la Commission s'est donc concentré sur la question du financement par des ressources d'Etat.

1484. Cette question a notamment été au cœur du débat portant sur la qualification du mécanisme français. En avril 2015, les autorités françaises, estimant qu'aucune de quatre conditions de l'existence d'une aide d'Etat n'était remplie par le mécanisme de capacité¹²⁹⁰, ont donc notifié celui-ci non à la Direction Générale de la Concurrence, en tant qu'aide d'Etat et en application de l'article 107 TFUE, mais à la Direction Générale Energie, en tant qu'obligation de service public et en application de l'article 3, paragraphe 15, de la directive 2009/72/CE. À la suite de cette notification, la Commission a ouvert la procédure d'examen prévue à l'article 108, paragraphe 2 TFUE¹²⁹¹, pour finalement conclure à la qualification d'aide d'Etat au titre de l'article 107, TFUE¹²⁹², ce qui est révélateur d'un fort décalage d'interprétation quant au cadre juridique applicable. L'examen qu'a fait la Commission de la nature d'aide d'Etat de cette mesure présente la particularité d'être particulièrement développé. Il permet ainsi d'éclairer la manière dont elle applique les deux conditions permettant de caractériser un financement par des ressources d'Etat, à savoir le fait que les moyens financiers mis en œuvre pour soutenir les entreprises restent sous contrôle public (1) et le fait que l'Etat renonce à la collection des ressources d'Etat à percevoir (2).

1) Une acception extensive du contrôle public du financement

1485. En l'absence de transfert direct ou indirect de ressources d'Etat, le seul fait qu'un avantage soit la conséquence de l'intervention des pouvoirs publics n'est pas suffisant pour qualifier d'aide d'Etat la mesure en question¹²⁹³. En effet, dans l'arrêt *Sloman Neptun*¹²⁹⁴, « la Cour a itérativement et sans hésitation affirmé le principe selon lequel l'aide d'Etat doit être financée directement ou indirectement au moyen de ressources d'Etat, montrant ainsi qu'elle considère cette exigence comme l'un des éléments constitutifs de la notion d'aide »¹²⁹⁵.

¹²⁸⁹ Décision de la Commission du 23 juillet 2014, Aide d'Etat SA.35980, C(2014) 5083 final, points 109 à 111.

¹²⁹⁰ Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, point 102.

¹²⁹¹ *Ibid.*, points 3 et 4.

¹²⁹² *Ibid.*, point 143.

¹²⁹³ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, point 61.

¹²⁹⁴ CJCE, *Sloman Neptun*, 17 mars 1993, C-72/91, point 19.

¹²⁹⁵ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06, point 93.

1486. Toutes les argumentations des autorités nationales, lorsqu'elles ont souhaité faire échapper leurs mécanismes de capacité à la qualification d'aide d'Etat, se sont donc systématiquement fondées sur le fait que les ressources octroyées aux exploitants de capacités provenaient non pas directement de fonds publics mais d'autres acteurs privés. En effet, dans la plupart des cas, à l'exception du Royaume-Uni¹²⁹⁶, les Etats membres ont mis en place des systèmes financés par les acteurs du marché de l'électricité eux-mêmes.

1487. Deux types de systèmes peuvent être distingués à cet égard. Un premier ensemble regroupe les systèmes dans lesquels un organisme mandaté par l'Etat, généralement le gestionnaire de réseau, joue un rôle important dans le circuit de financement, en versant les rémunérations des exploitants de capacités et en répercutant le coût correspondant à d'autres utilisateurs du réseau. Relèvent de cette catégorie les mécanismes allemands de la « réserve de réseau »¹²⁹⁷ et de la « réserve de capacité »¹²⁹⁸. Ceux-ci prévoient la conclusion de contrats entre certains exploitants de capacités et les gestionnaires de réseau, aux termes desquels lesdites capacités sont retirées du marché de l'électricité en contrepartie d'une rémunération de compensation, dont le coût est répercuté par les gestionnaires de réseau sur les consommateurs via le prix de l'électricité. De même, l'appel d'offres pour la sécurité d'approvisionnement en Bretagne notifié par la France prévoit le versement d'une prime fixe financée par la CSPE¹²⁹⁹.

Le second type de système est celui dans lequel le flux de financement passe directement des contributeurs aux bénéficiaires par le biais d'un marché spécifique, le gestionnaire de réseau ne jouant qu'un rôle organisationnel. Ce type de système n'est aujourd'hui incarné que par le mécanisme de capacité notifié par la France. En effet, si RTE assure la tenue des registres et la gestion des écarts, il ne paie ni n'est payé par les fournisseurs ou par les responsables des périmètres de certification, et n'a ni la propriété des sommes passant par des fonds gérés par lui, ni un pouvoir d'affectation de ceux-ci¹³⁰⁰.

1488. La question de la caractérisation d'un financement par des ressources d'Etat s'est donc posée pour ces deux types de systèmes. Si la réponse apportée par la Commission est désormais classique dans le premier cas, le second type de système l'a amenée à préciser sa doctrine, au moyen d'une interprétation large de la notion de contrôle public du financement de l'aide.

1489. Dans le cas de la première catégorie de mécanismes de capacité, les Etats membres ont simplement soutenu l'absence de financement au moyen de ressources d'Etat, dans la mesure où le coût des compensations versées aux bénéficiaires est imputé aux

¹²⁹⁶ Décision de la Commission du 23 juillet 2014, Aide d'Etat SA.35980, C(2014) 5083 final, point 56.

¹²⁹⁷ Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final.

¹²⁹⁸ Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final.

¹²⁹⁹ Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final.

¹³⁰⁰ *Ibid.*

consommateurs¹³⁰¹, l'autorité mandatée par l'Etat ne faisant qu'administrer un échange de fonds entre des parties privées¹³⁰².

Cette question s'intégrait dans un cadre jurisprudentiel existant déjà stabilisé, qui a permis à la Commission de rejeter sans difficulté cet argumentaire. Comme l'a rappelé la Cour dans un arrêt *France c/ Commission*¹³⁰³, « selon une jurisprudence constante, il n'est pas nécessaire d'établir, dans tous les cas, qu'il y a eu un transfert de ressources d'Etat pour que l'avantage accordé à une ou plusieurs entreprises puisse être considéré comme une aide d'Etat au sens de l'article 87, paragraphe 1, CE ». En effet, il suffit que les moyens pécuniaires par lesquels les pouvoirs publics apportent un soutien à une entreprise « restent constamment sous contrôle public » pour être qualifiés de ressources d'Etat. De manière plus précise, la Cour a ensuite jugé que restaient « sous contrôle public » des fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation et gérés et répartis conformément à cette législation. Il est sans conséquences que ces fonds soient détenus et gérés par des entités distinctes de l'autorité publique, qui n'en ont pas la libre disposition et n'en sont que les gestionnaires¹³⁰⁴.

La Commission a donc systématiquement caractérisé l'existence d'un contrôle public du financement des mesures en cause¹³⁰⁵. Plus précisément, elle s'est appuyée, d'une part, sur le fait que les lois instituant les mécanismes de capacité en cause confèrent aux gestionnaires de réseaux une série d'obligations et de droits en ce qui concerne leurs mises en œuvre, et, d'autre part, sur le fait que leurs financements ne passent pas directement contributeurs aux bénéficiaires mais nécessitent l'intervention d'intermédiaires chargés par l'Etat de leur collecte et administration, deux éléments qui font du gestionnaire de réseau le « point central » de ces systèmes¹³⁰⁶.

1490. Dans le cas du mécanisme de capacité français, qui relève de la seconde catégorie, la France a pu légitimement espérer échapper à l'application de la jurisprudence *Vent de colère* en raison de la structure originale mise en place et de la place réduite qu'y tient RTE. Ce débat s'est centré autour de l'application au cas de ce mécanisme de capacité de la jurisprudence *PreussenElektra*. En effet, la Cour de justice a dans cet arrêt exclu la qualification d'aide d'Etat au sens de l'article 107, paragraphe 1 TFUE dans le cas où une

¹³⁰¹ Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 32.

¹³⁰² Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, point 26.

¹³⁰³ CJCE, 16 mai 2002, *France c/ Commission*, C-482/99, points 36 et 37.

¹³⁰⁴ CJCE, 17 juillet 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C-206/06, points 69 et 70 ; CJUE, 19 décembre 2013, *Vent de colère*, C-262/12, point 21.

¹³⁰⁵ Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, point 28 ; Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 33 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 64.

¹³⁰⁶ Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, point 32 ; Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 37.

aide accordée par les pouvoirs publics à des entreprises déterminées est exclusivement financée par des charges pesant sur des opérateurs privés et est versée aux bénéficiaires directement par ces opérateurs¹³⁰⁷.

1491. Les autorités françaises ont soutenu l'applicabilité de cette jurisprudence au cas du mécanisme de capacité notifié, en considérant qu'il est exclusivement financé par des opérateurs privés et que le flux de financement ne transite pas par un organisme mandaté par l'Etat. En effet, ce financement est versé aux exploitants de capacités directement par les fournisseurs, via le jeu de l'offre et de la demande sur le marché de capacité. Ni l'Etat ni aucune autre entité publique ne jouent de rôle direct sur la détermination des prix sur le marché d'échange des garanties de capacité, l'Etat n'étant impliqué qu'au niveau de la fixation du critère de sécurité d'approvisionnement. En outre, les autorités françaises ont estimé que le rôle de RTE est limité à l'organisation du marché, comme cela est le cas sur le marché de l'électricité. Il est vrai que des missions techniques lui sont confiées au niveau du calcul des obligations, de la certification des capacités et de la gestion des écarts. Cependant, les fonds qu'administre RTE sont dédiés uniquement aux règlements financiers au titre des écarts des RPC et des fournisseurs sans qu'il n'y ait, dans ce cadre, de flux financier entre les exploitants de capacités et les fournisseurs. De plus, les soldes éventuels restant sur ces fonds sont intégralement redistribués aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité, c'est-à-dire à l'ensemble des clients finaux, donc ne sont pas destinés au financement du mécanisme lui-même.

1492. Pour les autorités françaises, il existait donc sur le point du contrôle public du financement une différence de nature entre ce mécanisme de capacité et ceux qui relèvent de la première catégorie, en raison d'un « décentrement » de l'organisme mandaté par l'Etat, permettant de le dissocier du flux de financement du mécanisme. Le transfert de fonds se faisant directement des contributeurs aux bénéficiaires via un marché spécifique, RTE est sans emprise dessus, se limitant à l'administration du marché. Il n'est donc pas le « point central » du mécanisme que sont les gestionnaires de réseaux dans les systèmes de la première catégorie. En conséquence, les autorités françaises estimaient qu'aucun « contrôle public » n'existait sur le financement de ce mécanisme. De fait, le Conseil d'Etat avait conclu en ce sens dans un arrêt du 9 octobre 2015, en indiquant que « *ni la quantité de produits offerts sur le marché de capacité, qui dépend des capacités de production ou d'effacement de consommation dont la disponibilité et le caractère effectif auront pu être certifiés, ni la valeur marchande des garanties de capacité, déterminée par la rencontre entre cette offre et la demande des fournisseurs (...) ne sont contrôlées par l'Etat* »¹³⁰⁸.

¹³⁰⁷ CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, points 59 et 66.

¹³⁰⁸ CE, 9 octobre 2015, n° 369417, point 5.

1493. Cependant, à rebours de cette analyse, la Commission a caractérisé un financement par des ressources d’Etat en recourant à une interprétation très large de la notion de contrôle public des fonds.

1494. Premièrement, elle a rappelé que la jurisprudence caractérise le maintien du contrôle public du financement lorsque des fonds sont alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l’Etat et gérés et répartis conformément aux dispositions de cette législation, point effectivement rappelé par la Cour dans l’arrêt *Vent de colère*¹³⁰⁹. Or, si ni la capacité ni les quantités de certificats ne sont formellement fixées par l’Etat, la Commission considère qu’elles sont fortement influencées par les paramètres qu’il fixe. L’Etat détermine notamment la norme de fiabilité et la méthodologie servant à déterminer le prix de règlement des écarts applicable au moment des pénuries. Or ce prix de règlement des écarts est la principale incitation envoyée aux participants au mécanisme et joue un rôle de plafond du prix sur le marché de capacité.

Deuxièmement, elle a observé que les flux financiers sur le marché des certificats de capacité sont constamment sous le contrôle de l’Etat, même s’ils ont lieu entre des parties privées. Par cette observation, la Commission faisait sans doute – elle ne précise pas ce point – référence à la gestion par RTE du registre des garanties de capacité, dans lequel sont retranscrits les échanges sur le marché.

Troisièmement, la Commission a souligné que le fait que RTE ne possède pas de propriété sur les montants versés sur les fonds de règlement des écarts n’empêche pas que ces sommes restent sous contrôle public, sans cependant prendre en compte l’argument des autorités françaises selon lequel ces fonds ne peuvent être considérés comme finançant le mécanisme de capacité lui-même.

1495. Il ressort de ces trois arguments une acception particulièrement large de la notion de contrôle public du financement d’une mesure. En effet, dans l’arrêt *Vent de colère* la Cour s’était fondée sur le fait que le montant des contributions en cause était arrêté annuellement de manière réglementaire pour estimer que les fonds étaient « *alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l’Etat et gérés et répartis conformément aux dispositions de cette législation* »¹³¹⁰. Dans le cas présent, la Commission va plus loin, en considérant qu’il n’est pas nécessaire que le montant des contributions au financement soit fixé par l’Etat, mais qu’il suffit qu’il soit fortement influencé par celui-ci, en l’espèce au moyen des paramètres de l’objectif de sécurité, sous réserve que l’Etat impose le versement desdites contributions.

De même, la notion de contrôle de l’Etat sur les flux financiers paraît également très élargie, puisque la Commission y inclut la gestion par RTE du registre des garanties de capacité. Un doute subsiste cependant sur ce point, du fait du manque de précision donnée par la Commission dans son analyse.

¹³⁰⁹ CJUE, 19 décembre 2013, *Vent de colère*, C-262/12, point 25.

¹³¹⁰ *Ibid.*, points 23 à 25.

Enfin, la Commission semble ne pas tirer de conséquence du fait que les fonds administrés par RTE, et à ce titre sous contrôle public, n'ont pas pour finalité le financement du mécanisme de capacité lui-même, mais seulement de garantir son bon fonctionnement en incitant les participants à minimiser leurs écarts. Cela semble impliquer que le fait que ces fonds soient impliqués dans le fonctionnement du mécanisme, même si leur finalité n'est pas son financement lui-même, suffit à les qualifier de ressources d'Etat au sens de l'article 107, paragraphe 1 TFUE.

1496. Le caractère large de cette interprétation semble trouver son explication en termes de politique jurisprudentielle, par analogie, dans les conclusions rendues par l'avocat général Mengozzi dans l'affaire *Essent*¹³¹¹. Celui-ci y indiquait en effet que la politique jurisprudentielle de la Cour devrait retenir une interprétation stricte de l'arrêt *PreussenElektra*, dans la mesure où une extension de cette jurisprudence aurait un impact très important sur les marchés se trouvant dans une phase de dérégulation, ce qui concerne notamment celui de l'électricité. En effet, les mesures en cause étant généralement conçues de manière à répercuter sur les consommateurs finaux le poids économique de la réintégration des coûts échoués, souvent à travers l'instauration de charges parafiscales, « *le risque est donc que des mesures étatiques de nature à avoir une incidence même sensible sur les résultats des processus de libéralisation en cours dans les Etats membres soient de fait soustraites à tout contrôle sur la base des dispositions communautaires en matière d'aides d'Etat et échappent à l'encadrement strict auquel sont au contraire soumises les mesures assujetties à ce contrôle en application des lignes directrices de la Commission pour l'examen des aides liées à des coûts échoués* ». De la même manière, il est vraisemblable que l'interprétation large retenue en l'occurrence par la Commission soit le moyen pour elle d'éviter le fonctionnement du mécanisme de capacité français n'échappe à son contrôle de compatibilité avec le marché intérieur, alors même qu'il est susceptible d'avoir des effets importants sur le marché de l'électricité.

2) Une acception extensive de la renonciation de l'Etat à percevoir des ressources

1497. Même si l'absence d'un contrôle public du financement était admise, une telle conclusion n'épuiserait pas la question. En effet, la qualification de « ressources d'Etat » comprend deux conditions alternatives¹³¹², à savoir que les moyens financiers mis en œuvre pour soutenir les entreprises restent sous contrôle public et/ou que l'Etat renonce à la

¹³¹¹ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06, points 97 à 100.

¹³¹² Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, point 113.

perception de ressources¹³¹³. Le débat a donc porté également sur la question de la caractérisation d'une renonciation de l'Etat à percevoir des ressources.

1498. Le débat s'est centré autour de la possibilité de transposer par analogie au mécanisme de capacité français l'interprétation de la Cour dans l'affaire dite *NOx*. Dans cette affaire, les Etats membres étaient tenus, en application d'une directive européenne, de prévoir un dispositif légal fixant pour chaque installation industrielle une limite d'émission d'oxydes d'azote (NOx), obligation assortie d'un système de sanctions pécuniaires. Le système mis en place par les Pays-Bas prévoyait que l'entreprise puisse respecter la norme d'émission en prenant des mesures de réduction des émissions de NOx dans sa propre installation ou en achetant des droits d'émission à d'autres entreprises. Les réductions d'émission, sous la forme de crédits de NOx, étaient commercialisables sur un marché d'échange des droits d'émission par les installations dont les émissions étaient inférieures à la norme.

La Cour avait jugé tout d'abord que l'Etat conférait une valeur de marché aux droits d'émission par la création d'un marché ad hoc¹³¹⁴. Puis, en se fondant sur la gratuité de l'attribution de ces droits ayant une valeur de marché, elle avait jugé que ce mécanisme aboutissait à renoncer à des ressources d'Etat, dans la mesure où, d'une part, « *il a pour conséquence la création, sans contrepartie concrète fournie à l'Etat, de droits d'émission qui, du fait de leur caractère négociable, ont une valeur économique* » et d'autre part « *l'Etat membre aurait pu vendre de tels droits, le cas échéant aux enchères, s'il avait structuré ce régime autrement* »¹³¹⁵. Comme le souligne l'avocat général Mengozzi¹³¹⁶, le point déterminant pour juger si l'Etat a renoncé à des recettes est l'aptitude des droits mis à la disposition des entreprises à faire l'objet de transactions commerciales et à acquérir une valeur sur le marché, et non la valeur effective de ces droits au moment où ils sont mis à la disposition des entreprises. En effet, dans le mécanisme en cause dans l'affaire *NOx*, ceux-ci n'acquerraient de valeur effective qu'une fois placés sur le marché.

1499. Selon les autorités françaises, les conclusions de l'arrêt *NOx* ne pouvaient pas être transposées au cas du mécanisme de capacité. En premier lieu, l'Etat français n'avait aucune obligation légale de mettre en place un tel mécanisme, contrairement aux Pays-Bas dans l'affaire *NOx*, et ne renonçait donc à aucune ressource potentielle. Ensuite, la certification des capacités ne constituerait pas une cession gratuite d'un bien immatériel aux exploitants que l'Etat aurait pu valoriser par ailleurs, dans la mesure où la certification des capacités, et donc la valorisation des garanties de capacité par les exploitants, est la contrepartie de l'existence d'une capacité et de sa disponibilité à produire ou à s'effacer lors

¹³¹³ CJUE, 8 septembre 2011, *NOx*, C-279/08 P.

¹³¹⁴ *Ibid.*, point 88.

¹³¹⁵ *Ibid.*, point 106.

¹³¹⁶ Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 22 décembre 2010, dans l'affaire C-279/08, point 90.

des périodes de tension du système électrique. Le Conseil d'Etat avait conclu en ce sens dans son arrêt du 9 octobre 2015¹³¹⁷, en estimant que les garanties de capacité « *qui constituent certes pour leurs détenteurs un actif incorporel ayant une valeur monétaire, résultent de la certification de la disponibilité et du caractère effectif des capacités des exploitants, et n'auraient donc pas pu être directement vendues ou mises en adjudication par l'Etat ; qu'il suit de là que la négociabilité des garanties de capacité (...) ne peut être regardée comme une renonciation à une ressource existante ou potentielle* ».

1500. Pour appuyer ce raisonnement, les autorités françaises se sont référées à la décision de la Commission du 13 juillet 2011 sur le mécanisme roumain de soutien aux énergies renouvelables. En effet, dans cette décision, la Commission soulignait expressément la différence entre le système roumain de certificats verts, dans lequel l'Etat délivre gratuitement aux producteurs d'électricité d'origine renouvelable des certificats verts qui sont des actifs incorporels pouvant être négociés sur un marché spécifique, et le système mis en place par les Pays-Bas. Cette différence reposait sur le fait que dans le premier cas les certificats verts constituent la preuve de la production d'une certaine quantité d'électricité à partir de ressources renouvelables, tandis que dans le second cas les permis d'émissions auraient pu être vendus directement par l'Etat lui-même sur le marché et non cédés gratuitement. Cet argument paraissait cependant d'emblée fragile, dans la mesure où il s'appuyait non sur une doctrine administrative ferme de la Commission mais sur un point d'incertitude subsistant. En effet, dans cette décision, la Commission s'était abstenue de tirer des conclusions de cette différence entre les deux systèmes¹³¹⁸. En outre, dans l'affaire *NOx*, la Commission avait réfuté une argumentation similaire de l'Allemagne, qui faisait valoir que les efforts des entreprises en vue de diminuer leurs émissions constituaient la contrepartie du bien négociable qu'étaient les droits d'émission, et donc que la valeur même de ce bien n'était par définition pas un avantage¹³¹⁹. Contre cette conception, la Commission avait souligné que les coûts de réduction des émissions constituaient des charges qui grèvent normalement le budget de l'entreprise, puisqu'elles correspondaient à une obligation légale¹³²⁰.

1501. La Commission a écarté l'argumentation des autorités françaises en précisant sa doctrine sur les deux points avancés par elles, dans le sens d'une interprétation large de la notion de renonciation de l'Etat à percevoir des ressources¹³²¹.

¹³¹⁷ CE, 9 octobre 2015, n° 369417, point 5 ; Thieffry (P), « Les mécanismes de capacité s'y reprennent à deux fois pour franchir l'obstacle du Conseil d'Etat », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 7, juillet 2016, comm. 53.

¹³¹⁸ SA33134 (2011/N) – Système de certificats verts roumains visant à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, C(2011) 4938, points 53 à 55.

¹³¹⁹ CJUE, 8 septembre 2011, *NOx*, C-279/08 P, point 85.

¹³²⁰ *Ibid.*, point 89.

¹³²¹ Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, points 114 à 117.

1502. Sur le premier point, la Commission a indiqué que le critère de l'existence d'une obligation légale de mettre en place un mécanisme de capacité n'est pas pertinent pour la constatation d'une renonciation de l'Etat à percevoir des ressources. L'élément objectif pertinent est seulement l'octroi de certificats à certains acteurs du marché afin d'attester de certaines caractéristiques ou capacités et auxquels l'Etat confère une valeur de marché.

1503. Sur le second point, la Commission a tranché l'incertitude subsistante, en affirmant que la distinction opérée par elle dans l'examen du système roumain de certificats verts entre des certificats, qui constituent la preuve de la production d'un actif, et des permis, qui autorisent à réaliser une action, n'est pas pertinente pour la constatation d'une renonciation de l'Etat à percevoir des ressources. Là encore, l'unique élément objectif pertinent est l'octroi à titre gratuit d'actifs incorporels, certificats ou autorisations, auxquels l'Etat confère une valeur de marché et pouvant être négociés sur un marché spécifique.

B) Une interprétation restrictive de la notion de SIEG

1504. De manière générale, les Etats membres ont soutenu la qualification des mécanismes de capacité notifiés de SIEG¹³²², soit en vue de l'application de la jurisprudence *Altmark*, soit en vue de l'application de l'article 106, paragraphe 2 TFUE.

1505. Plusieurs décisions récentes apportent un éclairage sur la manière dont la Commission appréhende, dans le contexte actuel du marché intérieur de l'électricité, la possibilité de qualifier un mécanisme de capacité de SIEG. En pratique, la Commission s'est jusqu'à présent limitée à l'examen de la condition qui impose que les entreprises bénéficiaires soient chargées « de la gestion de services d'intérêt économique général », étant donné que cette première condition établie par l'arrêt *Altmark* « coïncide avec celle de l'article 106, paragraphe 2, du traité »¹³²³. La pratique de la Commission montre une interprétation stricte de cette condition, permettant d'écarter la qualification de SIEG dans l'examen des mécanismes de capacité récemment mis en place. Elle a ainsi fait évoluer sa doctrine dans le sens d'un renforcement des conditions permettant la mise en place d'un SIEG en matière de sécurité d'approvisionnement (1) et d'une interprétation stricte de ces conditions (2).

¹³²² Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 41 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 66 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final, point 126.

¹³²³ Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, 2012/C 8/02, point 47.

1) Des conditions de mise en place d'un SIEG renforcées

1506. La décision de la Commission relative au mécanisme de la « réserve de capacité » allemande¹³²⁴ est riche d'enseignement. En effet, la Commission admet certes le principe, d'origine jurisprudentielle¹³²⁵, qu'en l'absence de règles spécifiques au niveau de l'Union européenne définissant les conditions de l'existence d'un SIEG les Etats membres bénéficient sur ce point d'un large pouvoir d'appréciation. Dans ce cadre, sa propre compétence se limite au contrôle de l'erreur manifeste d'appréciation. Pour autant, elle observe que, dans le cadre du marché intérieur de l'électricité, ce pouvoir discrétionnaire de qualification est encadré par l'article 3, paragraphe 2, de la directive 2009/72/CE. En effet, celui-ci limite la possibilité pour les Etats membres d'appliquer des obligations de service public dans le secteur de l'électricité à des objectifs spécifiques, que sont « *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, l'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables et la protection du climat* ».

1507. La Commission examine donc si l'entreprise bénéficiaire est effectivement chargée d'une obligation de service public visant l'objectif spécifique de sécurité d'approvisionnement. À cette fin¹³²⁶, elle se réfère à l'interprétation de la notion de « mission de service public particulière » qu'elle a donnée dans sa communication de 2012¹³²⁷. Suivant celle-ci, « *en règle générale, une « mission de service public particulière » implique la prestation d'un service qu'un opérateur, s'il considérait son propre intérêt commercial, n'assumerait pas ou n'assumerait pas dans la même mesure ou dans les mêmes conditions* ». Par conséquent un SIEG ne peut viser une activité qui est déjà fournie par des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions commerciales normales, ou peut l'être par elles de façon satisfaisante dans des conditions de prix, de qualité objective, de continuité et d'accès au service compatibles avec l'intérêt général tel que le définit l'Etat.

2) Des conditions interprétées strictement

1508. Suivant la Commission, la satisfaction de cette condition dépend ainsi d'une part de la nécessité de la mesure pour assurer la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part de l'incapacité du marché à assurer le même service.

¹³²⁴ Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final.

¹³²⁵ Tribunal, 12 février 2008, *BUPA et autres*, T-289/03, points 165 et 166.

¹³²⁶ Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 51.

¹³²⁷ Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, 2012/C 8/02, points 47 et 48.

1509. L'examen d'office de la nécessité de la mesure notifiée pour assurer la sécurité d'approvisionnement est une évolution importante par rapport à la pratique décisionnelle antérieure de la Commission. Celle-ci en effet, lorsque aucune partie tierce ne contestait cette nécessité, ne vérifiait pas si les Etats concernés avaient fourni des preuves détaillées de menaces spécifiques sur la sécurité d'approvisionnement¹³²⁸. Cette évolution est ainsi en elle-même un signal de renforcement de la rigueur de l'analyse menée. Par ailleurs, la Commission a, dès sa communication du 5 novembre 2013, indiqué qu'elle attendait des Etats membres qu'ils procèdent, avant de mettre en place un mécanisme de capacité, à « *une évaluation objective, factuelle et exhaustive de la situation en matière d'adéquation de la production est souhaitable avant toute intervention publique* »¹³²⁹.

En l'occurrence, la Commission a d'ailleurs émis des doutes quant à la nécessité même de prendre de nouvelles mesures pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en Allemagne. En effet, les calculs de nécessité transmis par les autorités allemandes montrent que le dépassement des normes de sécurité suppose que le manque de disponibilité de la production dispatchable survienne en même temps que des conditions météorologiques extrêmes, ce qui est d'occurrence peu probable.

1510. La Commission a également précisé de manière importante sa doctrine relative à l'examen de l'incapacité du marché à assurer le même service. Il en résulte que, pour évaluer si un service peut être fourni par le marché, il convient de prendre en compte les possibles modifications de la structure du marché qui seraient de nature à améliorer son fonctionnement et que l'Etat membre peut mettre en œuvre. Surtout, la possibilité de ces réformes s'oppose à la qualification de la mesure envisagée d'obligation de service public¹³³⁰. Cette exigence de la Commission se situe, elle aussi, dans la continuité de sa communication du 5 novembre 2013, dans laquelle elle indiquait la nécessité de « *clairement mettre en évidence et supprimer les causes de l'inadéquation de la production et les raisons pour lesquelles le marché seul pourrait ne pas permettre d'y remédier* »¹³³¹.

1511. La pratique de la Commission montre en outre une approche rigoureuse des réformes dont la possibilité écarte la qualification de SIEG. En l'espèce les autorités allemandes avaient fait valoir que les réformes du marché permettant de renforcer la sécurité d'approvisionnement avaient déjà effectuées, et qu'en conséquence le mécanisme notifié fournirait une garantie supplémentaire sans se substituer à celle que le marché peut fournir. Cette argumentation a été rejetée par la Commission, qui a relevé deux éléments essentiels manquants aux réformes effectuées. Le premier était l'absence de règles sur le marché de

¹³²⁸ Tribunal UE, 3 décembre 2014, *Castelnou Energía, SL contre Commission européenne*, T-57/11, point 131.

¹³²⁹ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 15.

¹³³⁰ Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final, point 53.

¹³³¹ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 15.

l'équilibrage garantissant que les prix reflètent la valeur de la perte de fourniture perdue pour les consommateurs involontairement déconnectés. La seconde était l'absence de signaux-prix localisés permettant des investissements optimaux. Cette approche rigoureuse a également été adoptée par la Commission dans sa décision portant sur l'appel d'offres pour capacité supplémentaire en Bretagne. Elle a en effet rejeté l'estimation des autorités françaises, selon laquelle les capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement ne pouvaient être fournies par des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions normales de marché, au motif que cette situation était due à certaines mesures réglementaires, notamment la définition d'une zone tarifaire unique pour l'ensemble du territoire français, qui bloquent l'émergence de signaux-prix à l'investissement adaptés par régions¹³³².

1512 La pratique administrative de la Commission montre ainsi un net renforcement des exigences permettant d'estimer satisfaite la condition que les entreprises bénéficiaires soient chargées « de la gestion de services d'intérêt économique général ». À la lumière des récentes décisions, il apparaît ainsi peu probable que la Commission admette la qualification de SIEG de nouveaux mécanismes de capacité. Au contraire, une telle pratique participe de sa politique visant à intégrer ces mécanismes au périmètre couvert par l'examen de compatibilité avec le marché intérieur.

II/ Un mécanisme intégré dans un processus d'harmonisation

1513 Par sa communication du 5 novembre 2013, la Commission a considérablement renforcé les conditions auxquelles elle estime compatible avec le marché intérieur une intervention publique visant à garantir la sécurité d'approvisionnement.

1514 Elle y soumet tout d'abord la mise en place des mécanismes de capacité à deux conditions, qui en font un ultime recours¹³³³. D'une part, un tel mécanisme, en tant qu'intervention des pouvoirs publics, doit être subsidiaire par rapport à l'initiative privée, les Etats membres devant « *avant tout laisser jouer les forces du marché pour réaliser les investissements appropriés* »¹³³⁴. D'autre part, il ne doit être mis en œuvre que subsidiairement aux autres modes d'intervention publique permettant d'assurer l'adéquation des capacités de production à l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Cette position a

¹³³² Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 74.

¹³³³ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 15.

¹³³⁴ *Ibid.*, p. 14.

d'ailleurs été par la suite reprise par la Commission dans son document de consultation du 11 mars 2013 relatif aux futures LDAEE 2014¹³³⁵.

1515. Enfin, aux termes de cette communication, dans l'hypothèse où un mécanisme de capacité s'avère nécessaire, celui-ci doit s'appliquer à toutes les capacités susceptibles de contribuer efficacement à l'objectif de sécurité d'approvisionnement, y compris celles des autres Etats membres, de manière à assurer sa compatibilité avec le processus d'intégration du marché intérieur de l'électricité. En vue de garantir le respect de cette exigence, la Commission a progressivement mis en place un cadre de règles communes portant sur le fonctionnement des mécanismes de capacité. La Commission a eu pour ce faire recours de manière successive et liée à deux instruments juridiques à sa disposition, les lignes directrices (A) et le pouvoir d'enquête (B).

A) Une doctrine esquissée dans les LDAEE 2014

1516. Afin de garantir la compatibilité des mécanismes de capacité mis en place par les Etats membres avec le marché intérieur, la Commission a intégré cette problématique au processus de modernisation du droit des aides d'Etat en consacrant à ces mécanismes une section spécifique dans les LDAEE 2014. Cette section détaille la manière dont elle entend appliquer aux « aides en faveur de l'adéquation des capacités de production » les six critères détaillés dans les « dispositions générales en matière de compatibilité ».

1517. Deux ensembles peuvent être distingués parmi ces critères, auxquels la Commission recourt de manière différente dans le processus de construction d'un cadre commun des mécanismes de capacité.

1518. D'une part s'imposent les cinq premiers critères, qui sont positifs en ce sens qu'ils prescrivent la possession d'une caractéristique. Ils sont définis de manière relativement précise par les « principes d'appréciation communs », ou reçoivent au moins une méthode stable et prévisible d'interprétation au titre des « dispositions générales en matière de compatibilité ». Si les LDAEE 2014 elles-mêmes ne comprennent pas de dispositions détaillées relatives à leur application aux mécanismes de capacité, l'interprétation qu'en fait la Commission dans l'examen des mécanismes notifiés permet toutefois d'imposer de nombreuses évolutions à l'architecture de ceux-ci (1).

¹³³⁵ Environmental and Energy Aid Guidelines 2014 – 2020, Consultation paper, 11 mars 2013, p. 3 et 11.

1519. D'autre part, les LDAEE 2014 prévoient un critère de « prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges », critère négatif, qui se distingue des cinq premiers par le caractère tautologique de sa définition et l'absence d'une méthode précise d'interprétation. Contrairement aux premiers, ce dernier critère est particulièrement développé par la section des LDAEE 2014 spécifique aux aides en faveur de l'adéquation des capacités de production, au point de former une esquisse de cadre commun applicable à l'ensemble des Etats membres. L'importance du développement donné à ce critère et l'imprécision du champ qu'il couvre en font un outil juridique potentiellement très invasif (2).

1) Un recours étendu aux critères positifs des LDAEE 2014

1520. Les cinq premiers critères des LDAEE 2014 peuvent être qualifiés de positifs, en ce sens qu'ils prescrivent la possession de qualités par les mesures notifiées, à savoir le fait de poursuivre un objectif d'intérêt commun, la nécessité, le fait d'être appropriée, le fait d'être incitatif et la proportionnalité.

1521. Relativement au premier critère, celui de l'objectif d'intérêt commun, la Commission admet différents objectifs possibles. De manière non exhaustive et très large, elle indique ainsi que ces mesures peuvent notamment viser à pallier l'insuffisance des capacités de production flexibles pour faire face aux fluctuations de la production d'origine renouvelable non commandable, ou viser « *un objectif en matière d'adéquation des capacités de production que les Etats membres peuvent souhaiter atteindre, indépendamment de toute considération à court terme* »¹³³⁶. Le caractère indéfini de la définition des objectifs pouvant être poursuivis laisse donc une grande marge de manœuvre aux Etats membres sur ce point. Dans la droite ligne de la communication du 5 novembre 2013, les LDAEE 2014 indiquent toutefois qu'« *il convient de définir clairement l'objectif précis que poursuivent les mesures et d'indiquer, notamment, quand et où le problème d'adéquation des capacités de production devrait se poser* »¹³³⁷.

1522. Cette liberté de définition de l'objectif poursuivi est cependant encadrée. Les dispositions spécifiques aux aides à l'adéquation des capacités de production doivent en effet se lire à la lumière des « dispositions générales en matière de compatibilité ». Conformément au point 30 des LDAEE 2014, l'objectif principal de toute aide dans le secteur de l'énergie reste ainsi de « *garantir la mise en place d'un système énergétique compétitif, durable et sûr dans un marché de l'énergie de l'Union qui fonctionne bien* »¹³³⁸.

¹³³⁶ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, point 219.

¹³³⁷ *Ibid.*, point 221.

¹³³⁸ Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final, point 50.

1523. Si la liberté des Etats reste grande quant aux objectifs poursuivis, il n'en est pas de même pour le mode d'action mis en place. En effet, les aides en faveur de l'adéquation des capacités de production ne peuvent intervenir que subsidiairement à d'autres types mesures qui ne portent pas atteinte à l'objectif d'élimination progressive des subventions préjudiciables à l'environnement ou à l'économie, notamment les mesures relatives à la gestion de la demande et celles augmentant les capacités d'interconnexion. Tel est l'objet des autres critères de compatibilité.

1524. Au titre du critère de la nécessité d'intervention de l'Etat, les LDAEE 2014 imposent que la nature et les causes du problème d'adéquation des capacités de production soient suffisamment analysées et quantifiées, en explicitant l'unité de mesure de la quantification et sa méthode de calcul. En cohérence avec le postulat que le marché est a priori capable d'assurer l'adéquation de l'offre et de la demande, la Commission indique notamment que les Etats membres doivent démontrer les défaillances de marché¹³³⁹. En conséquence, elle n'admet pas la nécessité de l'intervention publique lorsqu'elle estime que l'inadéquation des capacités de production est due à une mauvaise réglementation du marché¹³⁴⁰.

1525. Au titre du critère du caractère approprié de l'aide, les LDAEE 2014 posent le principe que l'aide ne doit rétribuer que la garantie de disponibilité, mais non la vente de l'électricité elle-même. En outre, la Commission inclut dans ce critère l'exigence que le mécanisme de capacité s'adresse à tous les exploitants de capacité, aussi bien aux producteurs actuels qu'aux producteurs futurs, et aux exploitants de capacités de production comme aux exploitants de capacités d'effacement ou de stockage. Ce principe vise, comme l'a indiqué la Commission dans sa décision relative au mécanisme de capacité britannique, à ce que la mesure soit conçue « *pour soutenir et compléter les développements en cours sur le marché et être cohérente avec le marché intérieur de l'énergie et les politiques énergétiques de l'UE* »¹³⁴¹. Cela implique également que les mesures d'aide doivent, pour être appropriées, tenir compte de l'apport des capacités d'interconnexion¹³⁴².

1526. Enfin, au titre du critère de proportionnalité, les LDAEE 2014 posent le principe que le montant total des aides doit correspondre à un taux de rendement pour les bénéficiaires « *pouvant être considéré comme raisonnable* ». Les LDAEE 2014 interprètent

¹³³⁹ Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 222 et 223.

¹³⁴⁰ Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final, point 120.

¹³⁴¹ Décision de la Commission du 23 juillet 2014, Aide d'Etat SA.35980, C(2014) 5083 final, point 131.

¹³⁴² Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, points 225 et 226.

elles-mêmes cette condition, en indiquant que le taux de rendement sera considéré comme raisonnable lorsque l'aide est attribuée dans des circonstances normales et selon une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires, ciblant effectivement l'objectif défini. En outre, la mesure d'aide doit comporter des mécanismes permettant d'empêcher la survenue de profits inattendus. Cela implique notamment que le mécanisme soit conçu de telle manière que le prix payé pour la disponibilité tende vers zéro lorsque l'offre de capacité est égale à la demande¹³⁴³.

2) Un critère de prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges au fort potentiel invasif

1527. Le dernier critère, celui de la prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges, est particulièrement développé et est certainement le plus important dans le processus d'encadrement des mécanismes de capacité par la Commission. En effet, les définitions de ces critères et les méthodes d'évaluation données dans LDAEE 2014 laissent voir une différence de nature entre eux. Contrairement aux cinq premiers critères, ce dernier critère est défini de manière tautologique comme le fait que « *les effets négatifs de l'aide sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif* »¹³⁴⁴, et sans qu'il soit donné de méthode précise d'interprétation. Il est seulement indiqué, de manière également tautologique, que « *pour apprécier les effets négatifs d'une mesure d'aide, la Commission s'intéresse essentiellement aux distorsions de concurrence résultant de l'incidence prévisible des aides en matière d'environnement et d'énergie sur la concurrence entre les entreprises des marchés de produits concernés et l'emplacement de l'activité économique* »¹³⁴⁵. L'indétermination de ce critère semble inévitable, tant l'objectif poursuivi couvre un champ d'action vaste. Les types de distorsions de concurrence et d'effets négatifs sur les échanges sur un marché intérieur commun à plusieurs Etats et regroupant plusieurs sous-marchés sont trop nombreux et peuvent prendre des formes concrètes trop différentes pour prétendre enfermer l'appréciation de ce critère dans une formule d'appréciation précise et fixée définitivement. Les LDAEE 2014 se limitent donc, au titre des « dispositions générales en matière de compatibilité », à fixer l'objectif de cette appréciation, et à donner un certain nombre d'orientations que les Etats membres sont invités à suivre pour réduire les effets négatifs. Sont par exemple mentionnés le fait de limiter l'aide aux coûts d'investissement supplémentaires¹³⁴⁶ ou le fait d'octroyer l'aide au moyen de procédures de mise en concurrence non discriminatoires, transparentes et aussi ouvertes que possible¹³⁴⁷.

¹³⁴³ *Ibid.*, points 228 à 231.

¹³⁴⁴ *Ibid.*, point 27.

¹³⁴⁵ *Ibid.*, point 97.

¹³⁴⁶ *Ibid.*, point 98.

¹³⁴⁷ *Ibid.*, point 99.

1528. Etant très peu défini et couvrant un champ très large, ce critère permet de facto à la Commission d'exercer un contrôle plus ou moins resserré. Ainsi, dans les dispositions spécifiques aux mécanismes de capacité, à partir du principe général selon lequel ces mécanismes ne doivent pas exclure indûment une partie des exploitants de capacités¹³⁴⁸, la Commission encadre positivement et négativement leur fonctionnement.

1529. Concernant l'encadrement positif, les LDAEE 2014 indiquent que le mécanisme de capacité doit remplir cinq exigences. Il doit premièrement être ouvert à toutes les capacités de production, d'effacement ou de stockage. Le seul cas de restriction envisagé est l'hypothèse où les qualités techniques d'une capacité sont insuffisantes pour remédier au problème identifié. Deuxièmement, il doit intégrer la participation d'opérateurs des autres Etats membres lorsque celle-ci est matériellement possible. Troisièmement, le mécanisme de capacité doit être mis en place en veillant à parvenir à la participation d'un nombre suffisant de producteurs, afin que le prix fixé soit compétitif. Quatrièmement, il convient, à paramètres techniques et économiques équivalents, d'accorder la préférence aux producteurs émettant peu de carbone. Enfin, les LDAEE 2014 rappellent, de manière générale, qu'un tel mécanisme doit être structuré de façon à éviter autant que possible les effets négatifs sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.

1530. Concernant l'encadrement négatif, les LDAEE 2014 posent quatre interdictions. Ainsi, les mécanismes de capacité ne doivent pas réduire les incitations à investir dans les capacités d'interconnexion, ne doivent pas compromettre le couplage des marchés, en particulier celui des marchés d'équilibrage, ne doivent pas nuire aux décisions d'investissement antérieures à leur mise en place ou aux décisions d'investissement concernant les marchés d'équilibrage ou des services auxiliaires, et enfin ne doivent pas renforcer indûment les positions dominantes.

1531. Les LDAEE 2014 marquent donc un net renforcement de l'encadrement des mécanismes de capacité par la Commission. La Commission a notamment fait un usage important des critères du caractère approprié de l'aide et de proportionnalité en vue d'influer sur la réforme du mécanisme de capacité français. Comme il l'a été indiqué plus haut, suite aux discussions menées avec la Commission, les autorités françaises ont en effet mis en œuvre un certain nombre de réformes techniques afin d'assurer la compatibilité de ce mécanisme avec le marché intérieur. Elles ont notamment amendé le modèle de participation des capacités de production et d'effacement transfrontalières¹³⁴⁹ et ont introduit certaines dispositions visant à faciliter l'entrée des nouveaux acteurs sur ce marché¹³⁵⁰. De même, elles

¹³⁴⁸ *Ibid.*, point 232.

¹³⁴⁹ Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final, point 239.

¹³⁵⁰ *Ibid.*, points 240 et 246.

ont engagé plusieurs réformes afin de renforcer la représentativité du prix de marché¹³⁵¹ et de prévenir les risques de manipulation du marché¹³⁵² ou de rétention de garanties de capacité par certains acteurs¹³⁵³, de manière à pallier le risque de pouvoir de marché d'EDF.

1532. Ce pouvoir d'encadrement de la Commission reste toutefois encore essentiellement potentiel. En effet, si les LDAEE 2014 permettent une intrusion forte de la Commission dans l'élaboration du fonctionnement des mécanismes de capacité, elles nécessitent son intervention au cas par cas.

1533. Cet état de fait est en soi normal compte tenu de la nature juridique des LDAEE 2014, qui formellement n'ont pour objet que d'indiquer la manière dont la Commission entend exercer, au titre des articles 107 et 108 TFUE, sa mission de contrôle de la compatibilité des aides d'Etat¹³⁵⁴. La perspective change si elles sont considérées, de manière téléologique, comme une étape du processus par lequel la Commission entend voir le droit de l'Union européenne encadrer de plus en plus précisément la marge de manœuvre des Etats membres dans la mise en place de mécanismes de capacité, comme elle l'indiquait dans sa communication du 5 novembre 2013¹³⁵⁵. Sous cet angle, les LDAEE 2014 apparaissent comme un substitut temporaire à une réforme ultérieure des dispositions législatives relatives aux mesures visant la sécurité d'approvisionnement, mais souffrent de deux insuffisances qui les empêchent de jouer un rôle équivalent.

1534. Premièrement, leur contenu est insuffisamment précis quant à la structure interne que devraient avoir les mécanismes de capacité pour permettre aux Etats membres de mettre en place des dispositifs qui soient compatibles de manière certaine avec le marché intérieur. Les LDAEE 2014 se limitent à établir un cadre constitué de certaines obligations et de certains interdits, sans entrer dans le détail du fonctionnement de ces mécanismes. Un Etat membre ne peut donc être certain a priori de la compatibilité du mécanisme qu'il notifie.

1535. Deuxièmement, si les LDAEE 2014 s'appliquent lorsqu'un mécanisme de capacité est qualifié d'aide d'Etat et ne peut être déclaré compatible avec le marché intérieur au titre de l'article 106, paragraphe 2 TFUE, elles ne donnent par elles-mêmes aucune indication quant à cette qualification. Elles laissent donc les Etats membres dans l'incertitude quant aux critères aux regards desquels sera examinée la compatibilité d'un mécanisme notifié, même si la communication du 5 novembre 2013, ainsi que la pratique récente de la

¹³⁵¹ *Ibid.*, point 266.

¹³⁵² *Ibid.*, point 271 et 208.

¹³⁵³ *Ibid.*, point 284 et 288.

¹³⁵⁴ CJCE, 18 juin 2002, *Allemagne c/ Commission*, C-242/00, point 27 ; CJUE, 4 décembre 2013, C-111/10, point 50.

¹³⁵⁵ Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final, p. 15.

Commission, laissent prévoir que celle-ci se montrera réticente à les faire entrer dans le champ couvert par l'article 106, paragraphe 2 TFUE ou par la jurisprudence *Altmark*.

1536. L'hypothèse d'une telle dichotomie entre une politique administrative poursuivie par la Commission, qui vise « l'eupéanisation » des mécanismes de capacité par leur encadrement juridique, et le recours à un instrument juridique inadapté, à défaut de dispositions législatives spécifiques, permet ainsi d'expliquer les importantes divergences d'interprétation entre les Etats membres et la Commission relativement à la qualification des mécanismes de capacité notifiés.

B) Une doctrine précisée au moyen du pouvoir d'enquête de la Commission

1537. La pratique de la Commission montre un recours à son pouvoir d'enquête en vue de pallier l'absence d'une réglementation sectorielle harmonisant les mécanismes de capacité et l'insuffisance des LDAEE 2014 pour approcher un tel résultat. La pratique de la Commission a fait de la procédure d'enquête une mesure rarement utilisée, mais dotée d'une grande importance politique¹³⁵⁶. L'enquête sectorielle ouverte en avril 2015 sur les mécanismes de capacité n'est en effet que la seconde dans le secteur énergétique. La précédente, qui remonte à 2007¹³⁵⁷, a constitué la base programmatique des propositions législatives de la Commission pour le troisième « paquet énergétique ». La Commission a d'ailleurs annoncé, dans le rapport intermédiaire de l'enquête rendu public en avril 2016, que les conclusions de l'enquête contribueront à la stratégie de la Commission pour l'union de l'énergie, « *en particulier en appuyant l'élaboration d'une proposition législative concernant une nouvelle organisation du marché de l'électricité dans l'UE* », en vue de « *l'élaboration d'approches plus régionales en matière de sécurité de l'approvisionnement, étant donné que les mécanismes de capacité utilisés devront de plus en plus être ouverts, de façon à permettre la participation transfrontalière* »¹³⁵⁸.

1538. Compte tenu de ces éléments et son contenu propre, le rapport final¹³⁵⁹, rendu public le 30 novembre 2016, est un élément essentiel du processus « d'eupéanisation » des mécanismes de capacité, c'est-à-dire leur encadrement dans un cadre relativement étroit de règles garantissant leur compatibilité avec le marché intérieur de l'électricité. Le rapport final de l'enquête permet d'une part d'esquisser la doctrine qui est au fondement de cette

¹³⁵⁶ Hautecloucq (A de), « Mécanismes de capacité et contrôle des aides d'Etat : quelle stratégie pour la Commission ? », *Revue Lamy de la concurrence*, n° 51, juin 2016, p. 32-41.

¹³⁵⁷ Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité, COM(2006) 851 final.

¹³⁵⁸ Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, C(2016) 2107 final, p. 2.

¹³⁵⁹ Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752 final.

« européanisation » (1), et d'autre part éclaire la pratique actuelle de la Commission relative aux mécanismes de capacité qui lui sont notifiés (2).

1) Une doctrine visant une « européanisation » des mécanismes de capacité

1539. Le rapport final apporte deux éclairages importants sur le contenu de la doctrine d'« européanisation » des mécanismes de capacité construite progressivement par la Commission.

1540. Le renforcement du contrôle de la Commission sur la structure même des mécanismes de capacité s'accompagne tout d'abord d'une acceptation définitive de ces mesures comme nécessaires à long terme dans le contexte du marché intérieur de l'électricité.

1541. La Commission a en effet admis que l'Union européenne connaît bien un problème de sécurité de l'approvisionnement en électricité, en dépit d'une situation de surcapacité. Cette situation résulte du fait que, depuis la crise économique et financière de 2008, la demande en électricité a diminué tandis que, simultanément, la capacité de production installée totale a continué d'augmenter. Cependant, cette situation générale n'empêche pas que la situation varie beaucoup localement, et que certains Etats membres ou certaines régions sont confrontés à de réelles difficultés en termes de sécurité d'approvisionnement. D'autre part, la Commission note qu'un nombre important de centrales existantes vont être progressivement fermées, soit parce qu'arrivant au bout de leur durée de vie opérationnelle, soit en raison des nouvelles normes environnementales et normes d'émissions, soit encore en raison de choix nationaux en matière de politique énergétique. Enfin, elle prend en compte le fait que la croissance de la part de l'électricité renouvelable, au coût marginal de production très faible, entraîne une diminution tendancielle de la rentabilité des installations de production conventionnelles sans fournir un service équivalent en termes de sécurité d'approvisionnement.

1542. Par ailleurs, la Commission a admis que plusieurs défaillances de marché, à savoir les limites réglementaires ou économiques aux hausses de prix en période de pénurie, l'imperfection des signaux-prix, l'incapacité des consommateurs à réagir parfaitement aux variations de prix de l'électricité, le manque de visibilité sur la rentabilité future des nouvelles installations, sont susceptibles d'empêcher le marché de l'électricité de générer des investissements suffisants pour garantir la sécurité de l'approvisionnement.

1543. En conséquence, la Commission a donc admis le caractère pérenne de la nécessité de mécanismes de capacité. Cette position rompt avec celle adoptée au début de la

décennie 2010, dans laquelle la Commission insistait plutôt sur la perturbation du marché que les mécanismes de capacité risquaient d'entraîner¹³⁶⁰.

1544. Cette nécessité des mécanismes de capacité admise, la Commission met l'accent sur la nécessité d'intégrer ceux-ci dans le fonctionnement global du marché de l'électricité, qui doit être organisé de manière cohérente et équilibrée. Il s'agit d'équilibrer l'objectif de la sécurité de l'approvisionnement avec les trois autres objectifs en matière énergétique définis par l'article 194 TFUE, à savoir le bon fonctionnement du marché de l'énergie, le développement des énergies nouvelles et renouvelables et le renforcement de l'interconnexion des réseaux énergétiques. Le principe est donc qu'« *aucun mécanisme de capacité ne devrait remplacer des réformes du marché* »¹³⁶¹.

1545. Plus précisément, la Commission considère que les Etats membres ne doivent considérer le besoin d'un mécanisme de capacité qu'une fois mis en œuvre trois ensembles de réformes, qui sont susceptibles de réduire les risques en matière de sécurité d'approvisionnement.

Tout d'abord doivent être supprimés les facteurs qui empêchent le jeu de l'offre et de la demande de fixer la véritable valeur de l'électricité, et donc empêchent de donner des signaux efficaces en faveur de nouveaux investissements. Cela vise notamment les plafonds tarifaires « excessivement bas » et l'absence de répercussion sur les acteurs du marché des coûts supportés par les opérateurs de réseau pour maintenir le système à l'équilibre.

Ensuite, le cadre réglementaire doit favoriser l'effacement, afin de réduire les pics de consommation par la réactivité de la demande à l'évolution des prix en temps réel.

Enfin, une révision de la délimitation des zones de dépôt des offres doit entraîner une formation des prix de l'électricité reflétant davantage les besoins d'investissement au niveau local.

1546. Cette primauté donnée au marché a été par la suite développée par la Commission dans son projet de directive et son projet de règlement relatifs au marché intérieur de l'électricité. Dans l'exposé des motifs du premier, la Commission expliquait ainsi viser la définition de critères clairs et transparents permettant de « *minimiser les distorsions des échanges transfrontaliers, maximiser l'utilisation de la participation active de la demande et réduire les incidences affectant la décarbonation, afin d'éviter le risque de fragmentation des mécanismes nationaux de capacité qui ferait surgir de nouveaux obstacles sur le marché et porterait atteinte à la concurrence* »¹³⁶². Le second se fondait sur le postulat selon lequel « *lorsqu'ils sont entièrement intégrés à la structure du marché, les marchés à*

¹³⁶⁰ Communication de la Commission du 15 novembre 2012, Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, COM(2012) 663 final, p. 17.

¹³⁶¹ Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752 final, p. 8.

¹³⁶² Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, COM(2016) 864 final/2, p. 7.

court terme et les prix de rareté contribueront à l'élimination d'autres mesures, telles que les mécanismes de capacité, pour assurer la sécurité de l'approvisionnement »¹³⁶³. Il consacrait ainsi le principe suivant lequel « *les mécanismes de capacité ne devraient être introduits que pour les problèmes résiduels qui ne peuvent être résolus en supprimant ces distorsions* »¹³⁶⁴.

2) Une doctrine éclairant la pratique de la Commission

1547. Le rapport final éclaire sur la pratique de la Commission relative aux mécanismes de capacité qui lui sont actuellement notifiés. Il permet tout d'abord à la Commission de clarifier sa doctrine quant à la qualification d'aide d'Etat des mécanismes de capacité, afin de mettre fin à l'incertitude laissée par les LDAEE 2014 sur ce point. Elle y affirme ainsi, de manière incidente, que la rémunération supplémentaire apportée aux fournisseurs de capacité en échange de la mise à disposition desdites capacités « *est susceptible de comporter un élément d'aide d'Etat, qui doit être notifié à la Commission en vue de son approbation en application des règles de l'UE relatives aux aides d'Etat* ». Surtout, elle indique qu'« *il est probable que la Commission considère qu'une mesure est un mécanisme de capacité soumis aux règles relatives aux aides d'Etat* » si la mesure a été initiée par les pouvoirs publics et/ou engage ces derniers, si elle a pour objectif premier de garantir la sécurité de l'approvisionnement d'électricité, et si elle octroie aux fournisseurs de capacité une rémunération supplémentaire s'ajoutant aux recettes qu'ils peuvent retirer de la vente d'électricité, soit trois conditions a priori remplies par tous les mécanismes de capacité¹³⁶⁵. Il semble donc désormais clair que tout mécanisme de capacité notifié sera qualifié d'aide d'Etat par la Commission, ce qui est une officialisation de sa pratique depuis la publication des LDAEE 2014.

1548. Le rapport final permet ensuite à la Commission de pallier l'insuffisante précision des LDAEE 2014 quant à la structure interne que devraient avoir les mécanismes de capacité pour être compatibles avec leurs critères. Elle y développe donc ces conditions de manière considérablement plus précise, tout en indiquant expressément que les indications qu'elle donne sont ceux qu'elle suit dans l'application des LDAEE 2014¹³⁶⁶. Elle indique ainsi que son rapport « *fournit des indications sur les situations dans lesquelles les mécanismes de capacité contiennent un élément d'aide d'Etat et sur la manière dont la Commission juge les mécanismes de capacité au regard des règles relatives aux aides d'Etat* »¹³⁶⁷.

¹³⁶³ Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, COM(2016) 861 final/2, considérant 10.

¹³⁶⁴ *Ibid.*, considérant 28.

¹³⁶⁵ Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752 final, p. 8.

¹³⁶⁶ *Ibid.*, p. 8.

¹³⁶⁷ *Ibid.*, p. 2.

1549. Par conséquent, si d'une part ces développements préfiguraient le contenu des futures propositions législatives de la Commission, ils renforcent d'autre part l'effet prescriptif des LDAEE 2014.

1550. Premièrement, la Commission développe l'analyse qu'elle fait du critère de la nécessité de l'aide pour remédier au problème de sécurité d'approvisionnement identifié. Le principe posé est que le problème de sécurité d'approvisionnement soit bien défini, et d'autre part que l'Etat membre démontre que le marché ne peut régler seul ce problème¹³⁶⁸. À cette fin, la Commission préconise qu'il définisse un niveau de sécurité de l'approvisionnement, qui doit être « *défini par rapport à une norme de fiabilité économique fondée sur le consentement des consommateurs à payer* », afin de refléter « *la valeur que les consommateurs d'électricité accordent à la sécurité de l'approvisionnement* ». La Commission détaille ensuite la manière dont l'Etat membre doit établir par des « *éléments de preuve factuels* » que le marché ne peut répondre au niveau de sécurité ainsi défini. Ces prescriptions systématisent les développements de la Commission dans sa décision relative au mécanisme de capacité britannique, dans laquelle elle s'est fondée, pour estimer le critère de nécessité rempli, sur la précision de la démonstration faite par le Royaume-Uni de l'existence d'un besoin de capacité¹³⁶⁹.

1551. Deuxièmement, la Commission développe la manière dont elle analyse le critère du caractère approprié de l'aide, en indiquant quel type de mécanisme elle estime être, a priori, le mieux adapté en fonction du problème d'adéquation des capacités de production rencontré¹³⁷⁰. À cette fin, elle établit une typologie relativement détaillée des mécanismes de capacité, en énumérant six types de mécanismes, eux-mêmes classés entre deux groupes, d'un côté, les mécanismes « *ciblés* », qui « *soutiennent uniquement la capacité supplémentaire requise en plus de celle fournie par le marché sans subvention* », et, de l'autre, les mécanismes « *à l'échelle du marché* », qui « *soutiennent tous les acteurs du marché qui sont nécessaires pour atteindre la norme de fiabilité* ». Parallèlement, la Commission distingue quatre types de risques pouvant peser sur la sécurité d'approvisionnement. À partir de cette double classification, elle établit une correspondance adéquate a priori des risques identifiés et des types de solution¹³⁷¹.

1552. Cependant, cette évaluation a priori du caractère adapté des différents mécanismes de capacité n'est nullement absolue ou définitive. Il ne s'agit que d'une évaluation des mécanismes qui sont « *susceptibles d'être appropriés* » en fonction du type de

¹³⁶⁸ *Ibid.*, p. 9 et 10.

¹³⁶⁹ Décision de la Commission du 23 juillet 2014, Aide d'Etat SA.35980, C(2014) 5083 final, points 119 à 125.

¹³⁷⁰ Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752 final, p. 10 et 11.

¹³⁷¹ *Ibid.*, p. 11 à 14.

problème d'adéquation des capacités de production. Par ce document la Commission ne vise qu'à fixer un cadre permettant d'accroître la prévisibilité de ses réponses dans le cadre de la procédure de notification. Comme elle l'indique elle-même à propos de son évaluation des régimes d'interruptibilité, mais selon une logique qui paraît transposable aux autres types de mécanismes, « *une telle appréciation dans le cadre de l'enquête sectorielle ne saurait remplacer la nécessité d'une évaluation individuelle des mesures d'aide d'Etat, et cette affirmation ne devrait pas être interprétée comme signifiant que les régimes qui n'ont pas encore été évalués et soumis à une décision de la Commission seront considérés comme compatibles* »¹³⁷².

1553. Enfin, le rapport final renvoie au critère de prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges. La méthode d'évaluation exposée par la Commission consiste à analyser trois caractéristiques fondamentales des mécanismes de capacité, à savoir l'admissibilité à la participation au mécanisme, la méthode d'allocation des capacités et les obligations et sanctions pesant sur les fournisseurs de capacité. Pour chacune de ces caractéristiques, la Commission indique le principe général qui doit guider son évaluation, et liste les conditions, parfois de manière relativement technique, que doivent remplir les mécanismes de capacité notifiés pour être déclarés compatibles avec le marché intérieur¹³⁷³.

1554. Ainsi, à travers le rapport final de son enquête, la Commission renforce tout d'abord l'influence des LDAEE 2014, en indiquant qu'elle entend examiner l'ensemble des mécanismes notifiés au titre de l'article 107, paragraphe 3 TFUE. Elle renforce ensuite leur effet prescriptif, en esquissant un cadre relativement précis des caractéristiques que doivent avoir les mécanismes de capacité pour être évalués comme conformes aux LDAEE 2014.

1555. En termes d'analyse de la politique administrative de la Commission, il est notable que celle-ci suit un double mouvement. D'une part elle a eu recours de manière successive à des instruments ayant une portée juridique formellement de plus en plus faible. D'autre part, la faiblesse juridique même de ces instruments a pour corollaire une autonomie croissante de la Commission dans la rédaction de leurs contenus, qui lui a permis de s'affranchir progressivement du contrôle des Etats membres sur ceux-ci. Cependant, la Commission ne recourt pas à chacun des instruments juridiques indépendamment les uns des autres, mais, au contraire, relie chacun au précédent en s'appuyant sur sa portée juridique. Cette manière de faire lui permet ainsi de concilier in fine une forte autonomie de décision avec une portée juridique importante.

1556. En effet, dans un premier temps la Commission a limité son examen à un contrôle de l'erreur manifeste d'appréciation, en admettant la qualification de SIEG et en

¹³⁷² *Ibid.*, p. 13.

¹³⁷³ *Ibid.*, p. 15 à 19.

appliquant soit la jurisprudence *Altmark* soit l'article 106, paragraphe 2 TFUE. Le contrôle, faible, exercé par la Commission à ce premier stade s'est fondé sur une base juridique dotée d'une forte portée, à savoir l'article 3, paragraphe 2, de la directive 2003/54/CE, dans la rédaction duquel les Etats membres ont eu une grande influence par l'intermédiaire du rôle législatif du Conseil.

Dans un deuxième temps, la Commission a étendu son contrôle en examinant la compatibilité des mécanismes notifiés au regard de l'article 107, paragraphe 3, TFUE, base juridique qui lui confère une marge de manœuvre considérablement plus importante.

Dans un troisième temps, elle a renforcé l'effet prescriptif de cet examen sur l'organisation des mécanismes de capacité par la publication des LDAEE 2014, qui, comme cela a été développé plus haut, exercent un réel effet de contraintes sur le contenu des mesures notifiées par les Etats membres. Ces derniers ont par ailleurs peu de prise sur la rédaction du contenu des lignes directrices, dans la mesure où elles ne lient formellement que la Commission. Celle-ci se limite ainsi à les consulter en amont, sans être tenue de suivre leurs avis.

Enfin, dans un quatrième temps, la Commission a renforcé par le rapport final de son enquête la précision des prescriptions données dans les LDAEE 2014. Formellement cette communication a une portée juridique très faible, puisqu'elle ne lie juridiquement aucun acteur et se contente de faire état des résultats d'une enquête et de l'avis de la Commission sur les évolutions souhaitables à l'avenir. En pratique cependant, les indications qui y sont données peuvent être lues comme une extension des conditions données par les LDAEE 2014, tandis que la participation des Etats membres a été limitée à leur participation à plusieurs « groupes de travail », sans procédure de consultation formelle sur le texte lui-même.

1557. Cette évolution de la pratique administrative de la Commission lui a ainsi permis de mettre en place, de manière largement autonome, un encadrement précis du fonctionnement des mécanismes de capacité nationaux, de manière à assurer leur compatibilité avec le processus d'intégration du marché intérieur. Cette évolution est prise en compte et, semble-t-il, acceptée par les autorités françaises, comme l'indique le rapport de RTE sur la mise en conformité du mécanisme de capacité avec les observations de la Commission : *« Les autorités françaises, fortes de la décision du Conseil d'Etat et des critères cumulatifs précis qui définissent les aides d'Etat dans le droit européen, auraient pu s'engager dans une controverse juridique avec la Commission sur la nature, en droit, du mécanisme de capacité. Elles ont choisi, au contraire, de mettre de côté cette problématique et de travailler de concert avec la Commission à l'amélioration du mécanisme de capacité et à sa bonne intégration au sein du marché intérieur. »*¹³⁷⁴

1558. De manière très cohérente, la Commission a donc progressivement mis en œuvre, à l'égard du mécanisme de capacité, qui a notamment pour objet d'adapter le système électrique au développement de la production d'électricité renouvelable, une politique

¹³⁷⁴ RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017.

administrative symétrique à celle qu'elle a mis en œuvre à l'égard des mécanismes de soutien qui ont directement pour objet de développer cette production.

1559. Toutefois, cette situation juridique incertaine, qui fait reposer un fort encadrement des mécanismes de capacité sur « l'ombre portée » d'instruments juridiques peu adaptés, ne devrait être que transitoire. En effet, le cadre ainsi mis en place a servi de fondement à la proposition de règlement proposée par la Commission en 2016¹³⁷⁵. Son considérant 30 explique ainsi qu'« *il convient de définir les grands principes des mécanismes de capacité, en s'appuyant sur les principes de l'aide d'Etat en matière d'environnement et d'énergie et sur les conclusions de l'enquête sectorielle de la DG Concurrence sur les mécanismes de capacité. Les mécanismes de capacité déjà en place devraient être revus à la lumière de ces principes* ». De fait, la proposition de règlement soumise par la Commission, ainsi que la rédaction finalement adoptée en décembre 2018 par le Parlement et le Conseil dans le cadre d'un accord interinstitutionnel, prévoient au chapitre IV de ce règlement un ensemble de dispositions encadrant le fonctionnement des mécanismes de capacité qui, s'il n'est pas aussi précis que le cadre dessiné par la Commission dans son rapport final, relève des mêmes principes¹³⁷⁶.

¹³⁷⁵ Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, COM(2016) 861 final/2.

¹³⁷⁶ Interinstitutional File, 2016/0379(COD), Brussels, 11 janvier 2019

Conclusion du chapitre I

1560. Le mécanisme de capacité tient une place particulièrement intéressante dans l'analyse de l'adaptation du système électrique aux conséquences de la mise en place des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Ce mécanisme de capacité a en effet été instauré en vue de maintenir une sécurité d'approvisionnement suffisante en dépit de la baisse de rentabilité des installations conventionnelles mécaniquement entraînée par l'arrivée sur le marché d'installations de production d'électricité renouvelable aux faibles coûts de production marginale. L'objectif est d'adapter le modèle de garantie de la sécurité d'approvisionnement, de manière à rendre techniquement possible la croissance de la part des énergies renouvelables dans la production électrique totale qui est aujourd'hui planifiée.

1561. Cependant, le revenu octroyé aux installations de production d'électricité par le mécanisme de capacité est susceptible de constituer un avantage concurrentiel pour les capacités qui en bénéficient par rapport à celles qui en sont exclues. Paradoxalement, ce mécanisme porte donc en lui-même le risque de fausser le fonctionnement du marché de l'électricité alors même qu'il a été mis en place pour pallier les effets négatifs de mécanismes de soutien dont le fonctionnement a été réformé pour les réintégrer autant que possible à ce même marché.

1562. L'évolution de la pratique administrative de la Commission à l'égard des mécanismes de capacité notifiés est révélatrice de la volonté de celle-ci de protéger le processus d'intégration du marché intérieur. Elle a en effet, à partir de 2012, fait évoluer sa doctrine en vue de qualifier systématiquement ces mécanismes d'aides d'Etat en développant une interprétation plus large de certaines conditions de qualification d'aide d'Etat et une interprétation plus stricte des conditions de qualification de service d'intérêt économique général. Elle s'est ainsi mise en mesure d'exercer une influence réelle sur les règles de fonctionnement de ces mécanismes au moyen de sa compétence de contrôle de leur compatibilité avec le marché intérieur. De manière symétrique à la pratique mise en œuvre à l'égard des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, la Commission a fondé sur cette compétence un processus d'harmonisation de fait des mécanismes de capacité afin de les réintégrer dans le processus de libéralisation du marché intérieur. Au terme de cette évolution, les règles du mécanisme de capacité français ont ainsi été révisées en vue de les conformer aux normes de fonctionnement imposées par la Commission. Cette « absorption » du mécanisme de capacité dans le marché intérieur correspond ainsi à l'achèvement de l'organisation de l'ensemble des mécanismes participant à la politique de promotion de la production d'électricité renouvelable selon les principes d'un marché intérieur de l'énergie, libéral et intégré.

Chapitre II : Une adaptation aux contraintes de réseau par l'autoconsommation

1563. La croissance de la production d'électricité renouvelable se heurte à plusieurs contraintes physiques en termes d'injection et de soutirage sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité. En effet, le caractère largement décentralisé de cette production pose la question de son intégration dans un système de réseaux construit selon un modèle très centralisé. Les coûts de mutation du modèle de réseau sont tels qu'ils sont susceptibles de limiter la part d'électricité renouvelable admissible. Or, en application de l'objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité en 2030, le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) présenté par le Gouvernement le 25 janvier 2019 prévoit en 2028 un doublement de la capacité de production d'électricité renouvelable par rapport à 2017, ce qui équivaut à une capacité installée totale comprise entre 102 et 113 GW¹³⁷⁷. Cette croissance est d'autant plus susceptible de mettre à l'épreuve les réseaux de transport et de distribution que le projet de PPE prévoit qu'elle résulte essentiellement d'une augmentation de la production des filières de l'éolien terrestre, avec 10 GW, et du solaire, avec 15 à 25 GW, soit les deux filières les plus caractérisées par la décentralisation et la non-commandabilité de leurs productions.

1564. Dans ce contexte, dans la LTECV, le législateur a doublé la mise en place d'un cadre juridique visant à accroître la production d'électricité renouvelable par celle d'un régime d'autoconsommation, destiné à adapter la production et la consommation de cette électricité produite localement aux contraintes de réseau. L'article 119 de la LTECV a ainsi habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de « *mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique* », et notamment « *la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation* ». Par ailleurs, en favorisant tout autant qu'en encadrant ainsi cette pratique, le législateur a également voulu éviter les effets négatifs d'un développement incontrôlé de l'autoconsommation, dont la pratique semble à terme inévitable en raison de la baisse du coût des investissements en matière d'énergie renouvelable et la hausse prévisible du prix de l'électricité pour le consommateur final.

1565. Le cadre juridique de l'autoconsommation adopté sur le fondement de la LTECV vise ainsi à adapter la production d'électricité renouvelable aux différentes contraintes de réseau. Cet objectif recouvre plusieurs enjeux de la politique nationale de l'énergie, qui sont difficiles à concilier et qui rendent ce régime juridique complexe à appréhender (Section I). En outre, en pratique l'efficacité de ce régime reste limitée par sa

¹³⁷⁷ *Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028*, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, 2019.

complexité juridique, due tant au contexte jurisprudentiel de son adoption qu'à ses dispositions propres (Section II).

Section I : Une production d'électricité renouvelable adaptée aux contraintes de réseau

1566. La politique de développement de l'autoconsommation impulsée par la LTECV est complexe à appréhender, car son efficacité, c'est-à-dire la mise en place d'un cadre permettant un développement de la production et de la consommation d'électricité renouvelable qui n'entraîne pas des coûts insoutenables pour les réseaux, présuppose que plusieurs objectifs soient atteints. Or, ceux-ci ne sont pas sans effets les uns sur les autres.

1567. La création d'un régime juridique spécifique à l'autoconsommation vise en effet premièrement à créer une valeur économique pour le système électrique. Dans cette perspective, il s'agit de tirer parti des potentialités de l'autoconsommation, qui, théoriquement, peut permettre d'accroître la production d'énergie renouvelable tout en limitant la croissance des coûts d'adaptation des réseaux de transport et de distribution. La politique relative à l'autoconsommation vise donc, compte tenu des gains attendus pour le système électrique, à favoriser le développement de cette pratique, ce qui implique, au moins à court terme, un cadre économique incitatif.

1568. Cependant, cette politique doit également prémunir le système électrique contre les éventuels effets négatifs d'un développement incontrôlé de l'autoconsommation. Dans cette optique, les objectifs poursuivis visent notamment à éviter que l'autoconsommation ne se développe en marge des réseaux publics de transport et de distribution et ne cessent de participer à leur financement. De même, il s'agit d'éviter que le développement incontrôlé du nombre d'autoconsommateurs ne se traduise, en cas de production et de consommation asynchrones, par une hausse des pointes d'injection et de soutirage. Or, ce risque est d'autant plus réel à moyen et long terme que la baisse du coût des investissements en matière de production d'électricité renouvelable et la hausse prévisible du prix de l'électricité pour le consommateur final semble rendre inéluctable le développement de l'autoconsommation.

1569. Ces différentes dimensions de la mise en place de ce cadre juridique correspondent à plusieurs enjeux, auxquels doit répondre la politique de développement de l'autoconsommation (I). Le régime juridique de l'autoconsommation tel qu'il s'est mis en place reflète donc l'équilibre trouvé entre les objectifs propres à chacun d'entre eux (II).

I/ Un régime de l'autoconsommation confronté à différents enjeux

1570. L'autoconsommation est perçue d'une double manière par les pouvoirs publics. D'une part le développement de l'autoconsommation est perçu comme une source d'opportunités, pouvant apporter des solutions aux problèmes rencontrés pour adapter le développement de la production d'électricité renouvelable à la structure actuelle des réseaux

de transport et de distribution. D'autre part, ce développement est perçu comme un phénomène inéluctable, issu des tendances techniques et économiques qui caractérisent le marché de l'électricité depuis le début de la décennie 2010, qu'il convient d'encadrer pour l'adapter aux contraintes techniques et financières des réseaux de transport et de distribution.

1571. Plusieurs enjeux, relatifs à la maîtrise des coûts de renforcement des réseaux, à l'équilibrage des réseaux, à la répartition des coûts de leur fonctionnement, au modèle économique d'autoconsommation à mettre en place, et au sein desquels le cadre juridique doit répondre à des objectifs en termes d'opportunités à saisir et de risques à écarter, ont été identifiés par le Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable rendu en décembre 2014 par le Groupe de travail national sur l'autoproduction de l'énergie renouvelable¹³⁷⁸.

1572 Ces enjeux peuvent être divisés selon deux impératifs qui s'imposent à la politique de développement de l'autoconsommation, d'une part la nécessité d'adapter la production d'électricité renouvelable aux contraintes de réseau (A), et d'autre part la nécessité de mettre en place un modèle économique qui favorise l'autoconsommation tout en assurant l'équilibre du financement des réseaux (B).

A) Une production d'électricité renouvelable appelée à s'adapter aux contraintes de réseau

1573. Le premier ensemble d'enjeux identifié par l'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte est relatif au bon fonctionnement du système électrique dans un contexte de croissance de la production d'électricité renouvelable. Dans ce cadre, un premier enjeu porte sur l'équilibrage des réseaux d'électricité (1), et un second sur les coûts de dimensionnement de ces réseaux (2).

1) Des réseaux à l'équilibre remis en cause

1574. Le premier ensemble d'enjeux porte sur le fonctionnement des réseaux d'électricité. Selon le rapport du Groupe de travail national sur l'autoproduction de l'énergie renouvelable, le cadre juridique mis en place doit répondre à un premier enjeu lié aux opportunités que peut présenter l'autoconsommation en termes d'apport de flexibilité pour le système électrique, notamment sous la forme du « foisonnement » et du stockage¹³⁷⁹.

¹³⁷⁸ DGEC, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, décembre 2014, p. 17.

¹³⁷⁹ *Ibid.*, p. 34-35.

1575. Le « foisonnement » de la demande et de la production désigne le fait que les fluctuations de consommation de multiples consommateurs finaux et celles de production de systèmes de production d'électricité indépendants les uns des autres sont statistiquement réduites lorsque ces consommations sont soutirées et ces productions injectées sur un même réseau électrique. Comme l'explique le Groupe de travail, ce phénomène reste l'apport à la flexibilité du réseau la plus compétitive, puisqu'il s'agit d'un phénomène « naturel », dû non à des investissements spécifiques supplémentaires mais au positionnement et aux caractéristiques des consommateurs et des producteurs eux-mêmes. Le développement de l'autoconsommation doit donc permettre d'accroître cet effet à l'échelle locale d'un départ basse tension du réseau de distribution. Cet effet est cependant plus important pour le soutirage que pour l'injection, puisque par définition les productions d'installations photovoltaïques situées sur un même espace sont relativement corrélées¹³⁸⁰.

1576. En outre, le stockage peut fournir divers types de flexibilité, dont deux sont particulièrement adaptés à l'autoconsommation basée sur la production d'énergie photovoltaïque¹³⁸¹.

Le stockage rend premièrement possible le lissage de la production, c'est-à-dire l'alignement de la courbe de charge sur le profil de la consommation, ce qui permet de réduire l'injection et le soutirage d'électricité sur le réseau en palliant le caractère fatal de la production photovoltaïque et d'accroître ainsi le taux d'autoconsommation.

Le stockage permet ensuite de limiter l'apparition de congestions en certains points du réseau. Il permet ainsi d'éviter ou de reporter le renforcement du réseau tout en évitant la perte d'énergie qui existe dans la solution alternative de l'effacement.

1577. Cependant, le besoin de flexibilité à court terme correspond encore principalement à du transfert d'énergie sur plusieurs jours, échelle de temps pour laquelle la solution technique optimale identifiée est celle des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), les autres technologies n'étant pas rentables à horizon 2030, sauf rupture technologique¹³⁸². Les besoins de stockage d'électricité sur des cycles journaliers, c'est-à-dire notamment celui lié à la production d'électricité photovoltaïque, devraient donc peu évoluer à l'horizon 2030. En effet, il n'existe pas encore de contrainte dans la majorité des équipements du réseau actuel. Jusqu'à une capacité de production d'électricité photovoltaïque de 20 GW installés, soit le scénario médian de RTE, le profil de cette production coïncide avec les périodes de forte demande. Ce n'est qu'au-delà de 30 GW installés que la demande résiduelle après déduction de la production photovoltaïque chute fortement en été, créant ainsi un besoin

¹³⁸⁰ *Ibid.*, p. 34.

¹³⁸¹ *Ibid.*, p. 37.

¹³⁸² Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*, octobre 2013.

de stockage de l'électricité superflue. Cette étude, aux conclusions confirmées en 2016¹³⁸³, conclue donc à une bonne résilience à moyen terme du réseau face à une augmentation forte de la capacité installée de production d'électricité photovoltaïque, mais anticipe un besoin de stockage à plus long terme. À moyen terme, le stockage d'électricité n'est donc généralement pas rentable face à des solutions d'écêtement ou de renforcement du réseau.

1578. En revanche, le stockage est jugé pertinent dans les ZNI, en raison du faible foisonnement de la consommation et de la production fatale d'électricité renouvelable, ainsi que des économies de combustible dues au stockage d'électricité. En effet, ces territoires apparaissent comme particulièrement propices au développement de l'énergie photovoltaïque en raison du fort ensoleillement et du coût élevé du combustible fossile importé utilisé actuellement. Or, la taille des réseaux des ZNI limite la part de la production d'origine renouvelable techniquement admissible à un seuil d'injection de 30% de la puissance appelée, seuil aujourd'hui atteint en Guadeloupe, en Corse et à la Réunion. L'autoconsommation apparaît donc, dans ces cas particuliers, comme particulièrement pertinente pour permettre de développer l'énergie photovoltaïque au-delà de ce seuil. Le dépassement de ce seuil suppose cependant que l'accroissement de la production d'électricité photovoltaïque n'entraîne pas de hausse d'impact de son caractère non commandable, donc que la production soit lissée au moyen de systèmes de stockage¹³⁸⁴.

2) Des réseaux aux coûts de dimensionnement croissants

1579. Le deuxième ensemble d'enjeux porte sur le coût de dimensionnement des réseaux de transport et de distribution d'électricité, identifié également parmi les « *opportunités et enjeux de l'autoconsommation / autoproduction* » par le Groupe de travail sur l'autoproduction de l'énergie renouvelable du Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'énergie¹³⁸⁵.

1580. Plusieurs indicateurs sont nécessaires afin de caractériser le profil d'autoconsommation et l'autoproduction d'un site. Trois indicateurs en énergie permettent tout d'abord d'évaluer la capacité du site à produire pour ses propres besoins et à consommer sa propre production : le taux d'autoconsommation, c'est-à-dire la part de production qui est consommée sur place, le taux d'autoproduction, c'est-à-dire la part de la part de consommation qui est couverte par la production de

¹³⁸³ E-CUBE Strategy Consultants, *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*, janvier 2016.

¹³⁸⁴ DGEC, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, décembre 2014, p. 52.

¹³⁸⁵ *Ibid.*, p. 27.

l'installation, et le taux de couverture, qui correspond au rapport entre la production annuelle et la consommation annuelle.

1581. Toutefois, ces indicateurs ne portent que sur l'énergie et non sur la puissance, et ne permettent donc pas de rendre compte de tous les enjeux de l'autoconsommation pour le système électrique. Celle-ci doit aussi être analysée au regard des critères de puissance injectée sur le réseau et de puissance soutirée du réseau. À cet égard deux indicateurs en puissance permettent de mesurer l'impact physique d'un site sur le réseau électrique : la puissance maximale injectée sur le réseau et la puissance maximale soutirée, qui dépendent des pointes de consommation et de production du site.

1582. Relativement à l'énergie injectée ou soutirée, si le développement de l'autoconsommation est perçu comme une opportunité de réduire les coûts de réseaux, il comporte aussi un risque d'augmentation des flux sur le réseau, si la production et la consommation sont asynchrones. Un site peut en effet, en cas de forte autoproduction et de faible autoconsommation, entraîner des « flux induits », c'est-à-dire l'évacuation du surplus vers le réseau de transport, qui doit alors être en capacité de l'absorber¹³⁸⁶. Il est ainsi possible, si le cadre de l'autoconsommation est insuffisant, d'aboutir au résultat opposé à celui initialement recherché en termes de bénéfices pour le réseau. Ces bénéfices se fondent donc sur une meilleure adéquation des courbes de production et de consommation d'un même autoproducteur, ou de producteurs et de consommateurs situés sur un même site. Ce modèle peut ainsi permettre de réduire les pointes d'injection et de soutirages sur le réseau, qui déterminent besoins de renforcement du réseau.

1583. Relativement à la puissance injectée ou soutirée, l'autoconsommation peut également permettre une réduction des puissances maximales soutirées si la production est garantie aux périodes de pointes de soutirage. Toutefois, cette production doit pour cela être garantie à tout instant, ce qui est le plus souvent incompatible avec le fonctionnement des installations photovoltaïques.

1584. Compte tenu des conditions particulières auxquelles l'autoconsommation doit satisfaire pour réduire ou retarder les besoins de renforcement du réseau électrique, et étant donné les effets contraires possibles, les conditions d'encadrement des opérations d'autoconsommation représentent donc un enjeu essentiel.

B) Un régime nécessitant une rentabilité économique suffisante

¹³⁸⁶ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2017, tome 5.

1585. Le second ensemble d'enjeux porte sur le modèle économique de l'autoconsommation. En effet, le développement de l'autoconsommation étant envisagé comme une réponse aux problèmes posés par l'augmentation de la production d'électricité renouvelable, l'établissement d'un cadre économique favorable apparaît comme une nécessité pour l'accélérer¹³⁸⁷.

1586. Or, la mise en place d'un tel cadre économique est étroitement liée aux niveaux tarifaires et fiscaux appliqués aux autoconsommateurs (1), ce qui, compte tenu de l'économie de la distribution dans le système électrique français, peut entraîner une répartition inégale des charges entre les différents acteurs du marché (2).

1) Des conditions d'attractivité économique spécifiques

1587. Hors subventions, la rentabilité de l'autoconsommation repose sur la « parité réseau » pour la part autoconsommée et sur la « parité marché » pour la part revendue sur le réseau.

1588. La « parité réseau » signifie que le coût actualisé du kWh autoproduit est égal au coût total du kWh soutiré du réseau. Il est mesuré par le « coût actualisé de l'électricité », calculé comme la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite.

1589. La « parité marché » signifie que le coût du kWh autoproduit est égal au coût moyen du kWh aux bornes d'une centrale électrique raccordée au réseau. Le seuil de la parité réseau est donc celui à partir duquel un producteur d'électricité a intérêt à autoconsommer, et le seuil de parité marché celui à partir l'énergie autoproduite est compétitive sur le marché de l'électricité.

Le seuil de parité marché est ainsi par principe plus bas, donc plus difficile à atteindre en termes de baisse du coût de production, que celui de la parité réseau puisque le coût du kWh soutiré du réseau inclut, en plus du coût de production de l'électricité, la CSPE et la composante « soutirage » du TURPE.

1590. L'indicateur pertinent au regard de l'objectif de permettre l'augmentation de la part de l'électricité renouvelable injectée sur le réseau au-delà du seuil de 30% est celui de la parité réseau, seuil à partir duquel le développement de cette production décentralisée a un impact positif sur le réseau.

¹³⁸⁷ DGEC, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, décembre 2014, p. 8.

1591. En revanche, l'indicateur de la parité marché est également pertinent au regard de l'objectif de réduction du coût pour la collectivité des mécanismes de soutien. En effet, la rentabilité de la commercialisation du surplus éventuel de production est de manière importante dans le calcul de la rentabilité de l'installation de production elle-même. Cette problématique est présente notamment dans le secteur résidentiel, qui se caractérise par une consommation et une production peu synchrones. La rentabilité hors subvention de l'autoconsommation suppose donc que les coûts de production soient suffisamment inférieurs au seuil de parité réseau pour compenser le caractère asynchrone des courbes de production et de consommation, voire que la parité marché soit atteinte. Le maintien d'un mécanisme de soutien en dessous de ce seuil peut donc être nécessaire, notamment dans le secteur résidentiel, pour combler l'écart entre le coût de production et le seuil de parité marché.

1592. Par ailleurs, l'écart entre le seuil de parité marché et le seuil de parité réseau résulte des « coûts évités », c'est-à-dire l'économie réalisée par l'autoconsommateur par rapport au soutirage d'électricité sur le réseau. Dans le contexte français, ces coûts évités dépendent directement du niveau de la composante « soutirage » du TURPE et du régime fiscal appliqué à l'autoconsommation.

1593. Tout d'abord, le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) se décompose en trois composantes principales: la composante de gestion, la composante de comptage et la composante de soutirage. La composante de gestion vise à couvrir les coûts de gestion clientèle supportés par les gestionnaires de réseaux. Ces coûts sont facturés sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs du réseau (producteurs, consommateurs et ELD), pour chaque point de raccordement et chaque contrat d'accès, en fonction de leur domaine de tension de raccordement et de leur dispositif contractuel. La composante de comptage vise à couvrir les coûts d'entretien et de renouvellement des matériels de comptage et les coûts des services de comptage. Enfin, la composante de soutirage vise à couvrir les charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau ainsi que le coût des pertes. Cette composante comprend deux parts. Une première « part variable », représentant 80 % de la composante soutirage, est fonction de la quantité d'énergie soutirée au réseau, et une seconde « part fixe », soit 20 % de la composante soutirage, est fonction de la puissance souscrite¹³⁸⁸. L'autoconsommateur ne paie donc pas, pendant les périodes d'autoconsommation, la part variable du TURPE, qui est fonction de la quantité d'énergie soutirée au réseau, laquelle est prépondérante, et ne paie que la part, bien plus faible, qui est fonction de la puissance souscrite.

1594. Ensuite, la fiscalité est depuis le début de la décennie 2010 favorable à l'autoconsommation par de « petits producteurs », entendus comme ceux exploitant des

¹³⁸⁸ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances pour 2017, Tome V, p. 25.

installations de production d'électricité dont la production annuelle n'excède pas 240 GWh par site de production.

1595. D'une part, la loi NOME a, en instituant la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), prévu une exonération pour l'électricité « *produite par de petits producteurs d'électricité qui la consomment pour les besoins de leur activité* »¹³⁸⁹.

1596. D'autre part, l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011, a exonéré de CSPE « *l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation* »¹³⁹⁰. Ce dernier régime d'exonération a cependant disparu dans la réforme de la fiscalité énergétique opérée par la loi de finances rectificative pour 2015, qui a fusionné la CSPE et la TICFE dans une nouvelle « CSPE », au profit du régime d'exonération de la TICFE.

1597. Il existe donc un lien direct entre, d'un côté, le niveau des mécanismes de soutien nécessaires à la rentabilité de l'autoconsommation et, de l'autre, la structure du TURPE et le régime d'exonération de CSPE. De manière schématique, étant donné que le niveau des coûts évités détermine le seuil de parité réseau, plus ceux-ci sont importants, moins le besoin de mécanisme de soutien à l'autoconsommation est important.

2) Un modèle soumis au risque d'une répartition inéquitable des charges

1598. Les conditions de mise en place d'un cadre économique attractif étant étroitement liées à la structure du TURPE et au régime d'exonération de CSPE, il existe un risque important que cela se traduise par un transfert de charges des autoconsommateurs vers les autres utilisateurs¹³⁹¹.

1599. En effet, la notion de parité réseau, grâce à laquelle on évalue couramment le seuil de rentabilité de l'autoconsommation, n'est pas exempte de critiques. Cette notion repose sur la comparaison entre le coût d'autoproduction d'un kWh et le coût de soutirage sur le réseau d'un kWh à l'intérieur d'un cadre économique, notamment fiscal, donné. La parité réseau permet donc un arbitrage économique pour le consommateur en l'absence de subventions directes, mais est décorrélée du coût économique du kWh pour le système électrique pris dans sa globalité. Or, l'économie de la distribution résultant de la structure du TURPE et des exonérations de CSPE a suscité de fortes critiques, portant sur l'inégale

¹³⁸⁹ Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010, article 23.

¹³⁹⁰ Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011, article V.

¹³⁹¹ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances pour 2017, Tome V, p.25.

répartition des charges qui en résulte. Ces critiques se situent à trois niveaux, et ont d'importantes conséquences sur la manière dont il convient d'analyser la baisse des subventions aux énergies renouvelables dans le cadre de l'autoconsommation.

1600. Un premier niveau porte sur le fait que l'économie de la distribution d'électricité entraîne un transfert de charge injustifié des autoconsommateurs vers les autres utilisateurs du réseau.

1601. Tout d'abord, il résulte de la structure du TURPE un risque de répartition inégale des charges entre autoconsommateurs et non autoconsommateurs quant au financement du réseau.

La structure du TURPE étant caractérisée par la prépondérance de sa part variable, qui est fonction de la quantité d'électricité soutirée, les autoconsommateurs économisent la plus grande partie de ce tarif et participent donc peu au financement du réseau. Or, les coûts de réseau dépendent en réalité principalement de la puissance souscrite. En effet, le niveau des infrastructures de transport et de distribution est déterminé par le niveau maximal des transits sur le réseau pendant les « heures dimensionnantes », c'est-à-dire pendant les pointes de consommation en particulier. L'économie de l'autoconsommation entraîne donc un hiatus entre le bénéfice qu'en tire l'autoconsommateur et celui qu'en tire le réseau, puisque le bénéfice réalisé par l'autoconsommateur est fonction de la réduction du soutirage quel que soit le moment de sa réalisation tandis que le bénéfice pour le réseau est fonction de la réduction du soutirage aux heures de pointe de consommation. Tant que la réduction du TURPE résultant de la baisse de la part variable pour les autoconsommateurs n'est pas égale à la baisse des coûts de réseaux due à la réduction de la pointe de consommation, la structure du TURPE entraîne une répartition inégale des charges au détriment du réseau, c'est-à-dire un report de la charge non supportée par les autoconsommateurs sur les autres utilisateurs du réseau.

1602. L'exonération de CSPE dont bénéficient les « petits autoconsommateurs » attire les mêmes critiques. Instaurée 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, la « contribution au service public de l'électricité », devenue « contribution au service public de l'énergie » (CSPE), devait permettre de compenser les surcoûts liés aux missions de service public en matière de production et distribution d'électricité, dont les coûts liés aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables. Le développement de l'autoconsommation sur de « petits » sites de production se traduit donc d'un côté par un gain pour l'autoconsommateur égal au montant de CSPE économisé et de l'autre part le transfert d'une charge équivalente vers les non-autoconsommateurs.

1603. La réforme de la fiscalité énergétique effectuée par la loi de finances pour 2017 a cependant évité l'amplification de cet effet de transfert de charge qu'aurait produit la prolongation du financement par la CSPE du soutien direct dont bénéficie

l'autoconsommation. En effet, la loi de finances pour 2017¹³⁹² a mis fin à l'affectation de la CSPE au compte d'affectation spéciale « Transition énergétique », instauré par la loi de finances rectificative pour 2015¹³⁹³, qui finançait notamment les charges de service public relatives au soutien à l'électricité renouvelable. La CSPE est donc depuis le 1^{er} janvier 2017 affectée au budget général de l'Etat. La perte pour le compte d'affectation spéciale a été compensée par une augmentation équivalente de la fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques prévue à l'article 265 du code des douanes qui y est affectée. Il s'agit là d'un effet incident d'une réforme budgétaire technique, qui visait en premier lieu à mettre le fonctionnement de ce compte d'affectation spéciale en conformité avec le droit de l'Union européenne¹³⁹⁴.

1604. Un deuxième niveau de critique porte sur le risque « d'emballement » de l'autoconsommation. Le transfert de charge des autoconsommateurs vers les non-autoconsommateurs résultant de la structure du TURPE et de l'exonération de CSPE porte un risque de cercle vicieux accentuant cette inégalité. En effet, puisque le seuil de parité réseau dépend justement de l'importance des économies de TURPE et des exonérations de CSPE, ces transferts de charges rendent plus accessible ce seuil et accentuent donc l'attractivité de l'autoconsommation, entraînant une augmentation de celle-ci. En retour, cette augmentation réduit d'autant l'assiette du TURPE et de la CSPE et accroît encore la charge pesant sur les non-autoconsommateurs.

1605. Un troisième niveau porte sur le risque de mauvaise imputation de la couverture des charges entre CSPE et TURPE. Si la structure du TURPE entraîne un bénéfice pour les autoconsommateurs supérieur à celui que tire le réseau de l'autoconsommation, donc au détriment de son financement, cet avantage pourrait s'analyser comme un soutien indirect à l'autoconsommation financé par le TURPE, ce qui n'est nullement son objet mais au contraire spécifiquement celui de l'exonération de CSPE. En effet, l'article L.341-2 du code de l'énergie dispose uniquement que sont couverts par le TURPE les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux au titre de leurs missions de service public d'exploitation et d'entretien des réseaux d'électricité. L'économie de l'autoconsommation se traduirait ainsi par un transfert du financement indirect des coûts du soutien à la production d'électricité renouvelable, supporté théoriquement par la CSPE à travers son exonération, vers le financement des coûts des réseaux, supporté par le TURPE.

1606. Ces trois niveaux de critiques posent la question de la manière dont il convient d'analyser la baisse des subventions à la production d'électricité renouvelable qui est attendue

¹³⁹² Loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, article 44.

¹³⁹³ Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, article 5.

¹³⁹⁴ JORF, Assemblée nationale, Session ordinaire de 2016-2017, 22e séance, Compte rendu intégral, 2e séance du vendredi 21 octobre 2016, p. 6612.

du développement de l'autoconsommation. Le niveau des mécanismes de soutien est fixé de manière à combler l'écart de compétitivité entre les énergies renouvelables et les autres énergies. Dans le cadre de l'autoconsommation, le niveau de compétitivité attendu est celui de la parité réseau, la parité marché n'étant nécessaire que pour le surplus non consommé d'électricité produite. L'écart entre la parité marché et la parité réseau étant fonction des économies de TURPE et de CSPE que permet l'autoconsommation, il résulte des critiques de l'économie de la distribution développées ci-dessus que le niveau de la parité réseau est fondé sur des imperfections de marché, c'est-à-dire qu'il n'intègre pas une partie des coûts, lesquels sont transférés de la CSPE vers le TURPE, et à l'intérieur de chacune d'elles des autoconsommateurs vers les non-autoconsommateurs.

1607. Par conséquent, il existe un risque fort qu'une baisse de la CSPE résultant du développement de l'autoconsommation ne résulte pas uniquement d'une réduction des coûts de production de l'électricité photovoltaïque mais également d'un transfert du financement des coûts du soutien à cette production de la CSPE vers le TURPE, c'est-à-dire vers le financement des coûts des réseaux. Dans cette économie de la distribution, ce biais d'analyse existe tant que la « véritable » parité réseau n'est pas atteinte, c'est-à-dire tant que l'écart entre la parité marché et la parité réseau n'est pas égal à la valeur créée pour le réseau en termes de réduction des pointes de consommation.¹³⁹⁵.

II/ Un régime à la cohérence affaiblie par l'équilibre entre différents enjeux

1608. Les différents enjeux identifiés plus haut comportent chacun des objectifs propres, qui sont tous poursuivis simultanément par la politique de développement de l'autoconsommation, pour deux raisons.

1609. D'une part, ils trouvent leurs fondements dans les objectifs de la politique de l'énergie listés à l'article L.100-1 du code de l'énergie, qui dispose que la politique de l'énergie « *permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs* », ce qui implique de limiter les coûts de réseaux, ou dans les moyens listés à l'article L.100-2 de ce code, qui dispose que l'Etat veille à « *augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale* » et à « *assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins* ».

1610. D'autre part, ils forment un tout dont chaque élément est impliqué par les opportunités et les risques présents dans les autres éléments. Ainsi, la mise en place d'un cadre économique favorable à l'autoconsommation est le corollaire du fait que celle-ci permet

¹³⁹⁵ E-CUBE Strategy Consultants, *L'autoconsommation photovoltaïque, Principes économiques, revue des développements actuels et perspectives*, novembre 2014.

d'améliorer la gestion de l'équilibre offre/demande et de réduire les coûts de réseaux, tandis que le renforcement de la participation des autoconsommateurs à l'équilibrage du réseau et la synchronisation de la production et de la consommation des autoconsommateurs sont eux-mêmes rendus indispensables par l'augmentation de l'autoconsommation.

1611. La mise en place d'un régime d'autoconsommation amène ainsi à examiner , d'une part, quels sont les équilibres établis entre les enjeux liés au modèle économique de l'autoconsommation et ceux liés à la maîtrise des coûts de renforcement des réseaux (A) et, d'autre part, entre les enjeux liés au modèle économique de l'autoconsommation et ceux liés à l'équilibre du financement des réseaux (B).

A) Des objectifs d'attractivité économique et de réduction des coûts de réseau complémentaires

1612 Les enjeux auxquels doit répondre la politique de développement de l'autoconsommation sont structurés par une première interpénétration entre ceux liés au modèle économique de l'autoconsommation et ceux liés aux coûts de dimensionnement des réseaux de transport et de distribution d'électricité, dont les objectifs ne peuvent être atteints indépendamment l'un de l'autre.

1613. En effet, l'objectif de réduction des pointes de consommation et d'injection sur le réseau, et plus généralement de limitation des injections d'électricité renouvelable sur le réseau public de distribution, ne peut être atteint sans impacter la manière dont est poursuivi l'objectif de mise en place d'un modèle économique favorable à l'autoconsommation. En effet, la manière dont sont structurés les systèmes d'aides envoie un signal économique qui incite à adopter un certain profil de consommation. De même, les conditions mises à l'injection sur le réseau ne peuvent qu'impacter le contenu des offres dans les procédures de mise en concurrence.

De ce fait, la mise en place du régime de l'autoconsommation prévu par la LTECV pose la question de la relation qui y est établie entre l'objectif d'un modèle économique attractif et l'objectif d'un impact limité sur le fonctionnement des réseaux.

1614. D'une part, le régime de l'autoconsommation est marqué par la volonté de limiter l'utilisation des réseaux publics (1), et, d'autre part, les mécanismes de soutien à l'autoconsommation sont un moyen utilisé en vue d'influencer l'usage du réseau (2).

1) Une volonté de limiter l'utilisation des réseaux publics

1615. Le cadre juridique de l'autoconsommation vise à limiter autant que possible l'utilisation du réseau public. En effet, parmi les gains attendus du développement de

l'autoconsommation figure la réduction des coûts de réseau. Celle-ci peut se faire selon trois schémas¹³⁹⁶. Premièrement, pour une même puissance souscrite et un même volume d'énergie soutirée, la chronique des soutirages sur le réseau d'un autoconsommateur individuelle est différente de celle d'un consommateur « classique », qui soutire toute sa consommation du réseau, et peut donc réduire la pointe locale du réseau. Ensuite certains autoconsommateurs individuels peuvent être amenés à réduire leur puissance maximale souscrite du fait d'un moindre besoin du réseau. Enfin, les soutirages sur le réseau public entrant dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective peuvent entraîner une moindre sollicitation des réseaux en amont.

1616. Ces effets bénéfiques sur le dimensionnement des réseaux supposent d'une part une réduction des soutirages à la pointe de consommation, qui est le critère dimensionnant des réseaux, et d'autre part la limitation des transferts d'électricité au sein d'une opération d'autoconsommation sur un même segment du réseau.

1617. Concernant l'objectif de réduction des soutirages à la pointe de consommation, il est essentiel que la production et la consommation des autoconsommateurs soient relativement synchrones. Dans le cas contraire, l'effet de réduction des points de consommation est perdu et l'autoconsommation abouti à augmenter, comme une consommation classique, la demande à la pointe au lieu de la diminuer.

1618. À cette fin, le législateur a voulu se prémunir contre le développement de la pratique dite du « net-metering », qui consiste à compenser des kWh injectés par des kWh soutirés à des moments différents de la journée. En effet, dans ce cas l'autoconsommateur pourrait afficher un certain taux d'autoconsommation sans que le réseau ne bénéficie de l'avantage économique attendu. Cette pratique permettrait en outre à l'autoconsommateur de bénéficier de la tarification particulière de l'utilisation des réseaux attachée à l'autoconsommation, alors que c'est précisément la réduction des coûts de réseau qui la justifie¹³⁹⁷.

1619. La loi de ratification du 24 février 2017, à son article 8, a donc ajouté une condition à la définition de l' « autoconsommation individuelle » de l'article L.315-1 du code de l'énergie, pour préciser que la part de l'électricité produite par l'autoconsommateur et qui est consommée dans le cadre de l'opération d'autoconsommation « *l'est soit instantanément, soit après une période de stockage* ».

¹³⁹⁶ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, sur le projet de loi n° 4122, p. 27.

¹³⁹⁷ Rapport n° 4192 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, sur le projet de loi n° 4122, p. 31.

1620. De même, le législateur a voulu éviter tout net-metering dans le cadre de l' « autoconsommation collective ». Ainsi, dans l'hypothèse où un consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective fait appel à un fournisseur extérieur pour compléter son alimentation en électricité, il est prévu que le gestionnaire du réseau public de distribution établisse la consommation d'électricité relevant dudit fournisseur, à partir de la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finals concernés que lui communique par la personne morale chargée de la gestion de l'opération d'autoconsommation collective, ainsi que le comportement de chaque consommateur final concerné. À cette fin, l'article D.315-7 du code de l'énergie précise que la quantité d'électricité relevant du fournisseur d'un consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective correspond à la différence entre la courbe de charge mesurée de sa consommation et la courbe de charge reconstituée de l'électricité produite dans le cadre de l'opération d'autoconsommation qui lui est affectée. L'usage de la notion de « courbe de charge » n'est pas anodin. Elle est venue remplacer celle d'« index de consommation » de l'électricité relevant du fournisseur extérieur que, aux termes de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, le gestionnaire du réseau public de distribution devait établir. Or, les index sont des valeurs relevées à un instant t, qui ne permettent donc le calcul des quantités d'énergie injectées ou soutirées qu'à ce moment précis. Le législateur, craignant que cette solution ne permette une certaine pratique du net-metering¹³⁹⁸, lui a donc préféré l'usage de la notion de « courbe de charge », qui représente la consommation électrique sur une plus longue période¹³⁹⁹.

1621. Enfin, l'article D.315-4 du code de l'énergie dispose que « *dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, à chaque pas de mesure (...) la quantité autoconsommée totale ne peut excéder la somme des productions de chaque installation participant à l'opération ni la somme des consommations des consommateurs finals participant à l'opération* ». De même, l'article D.315-5 de ce code prévoit que, en cas de présence d'une installation de stockage, « *à chaque pas de mesure, la somme de la quantité stockée et de la production affectée aux consommateurs finals est inférieure ou égale à la production totale de l'opération et la production affectée aux consommateurs finals est inférieure ou égale à la somme de la quantité déstockée et de la production totale de l'opération* ».

1622. Concernant l'objectif de limitation des transferts d'électricité au sein d'une opération d'autoconsommation sur un même segment du réseau, le régime juridique de l'autoconsommation s'attache tout d'abord à encadrer le périmètre des opérations

¹³⁹⁸ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2017, p. 31.

¹³⁹⁹ Rapport n° 285, fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, sur le projet de loi n° 4122, p. 31.

d'autoconsommation, à travers la notion de « site », afin de maintenir une proximité géographique entre production et consommation.

1623. Tout d'abord, dans le cadre des opérations d'autoconsommation individuelle, la loi de ratification du 24 février 2017 a ajouté à l'article L.315-1 du code de l'énergie la précision que l'électricité devait être consommée « *sur un même site* ». L'objectif était d'éviter qu'une même personne ne bénéficie sur sa facture, à un certain point de livraison, des avantages d'une production géographiquement éloigné¹⁴⁰⁰.

1624. Le cadre défini par les cahiers des charges des appels d'offres « autoconsommation » limite également le périmètre des opérations d'autoconsommation par la notion de « site ». Le cahier des charges du premier appel d'offres « autoconsommation », du 2 août 2016, définit ainsi une « installation » comme un « *ensemble des machines électrogènes décrites dans l'offre et situées sur un même site* », définition reprise par les appels d'offres « autoconsommation » suivants. Le même cahier des charges impose également la notion de « site » aux opérations d'autoconsommation collective qu'il admet, en disposant à son point 2.6 que « *le Producteur s'engage à consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite, ou à contracter pour vendre tout ou partie de l'électricité produite à un ou plusieurs clients sur site* ».

1625. La notion de « site » n'est pas définie dans le code de l'énergie. Elle est en revanche détaillée dans le cadre des appels d'offres. Ainsi, le cahier des charges de l'appel d'offres du 2 août 2016 précise que « *pour être considérés comme sur le « même site », les clients (dits « consommateurs associés ») doivent être situés dans le même bâtiment, sur la même parcelle cadastrale ou sur un même site d'activité* ». Le ministre chargé de l'énergie a par ailleurs détaillé la définition de la notion de « site d'activité », qui est « *« un site accueillant une ou plusieurs activités marchandes ou non marchandes, et qui présente une unité topographique (par exemple : un centre commercial, un complexe hospitalier, un collège-lycée etc.)* »¹⁴⁰¹. De même, dans le cadre de l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque sous le régime de la « vente en surplus », dans lequel le producteur s'engage à utiliser tout ou partie de l'énergie produite pour satisfaire l'ensemble des consommations sur le « site d'implantation », cette notion de « site d'implantation » s'apprécie en fonction de la distance entre les installations et de la propriété des bâtiments sur lesquelles elles sont implantées¹⁴⁰².

¹⁴⁰⁰ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances pour 2017, p. 30.

¹⁴⁰¹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 14 septembre 2016, Q33 [18/08/2016].

¹⁴⁰² Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts, article 2.

1626. Ensuite, le régime juridique de l'autoconsommation s'attache à encadrer le périmètre des opérations d'autoconsommation collectives par l'obligation, posée par l'article L.315-2 du code de l'énergie, pour les parties prenantes de se situer en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension. Cette exigence vise à garantir que « *le synchronisme entre la production et la consommation se traduise par une diminution des injections ou des soutirages nets sur cet élément du réseau* »¹⁴⁰³.

1627. Le choix de la référence au poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension résulte d'un arbitrage entre la volonté de réduire la pointe de consommation sur le niveau le plus petit possible de subdivision du réseau et la nécessité de permettre le plus grand nombre possible d'opérations d'autoconsommations collectives, en vue de cibler le niveau de subdivision du réseau sur lequel il est optimal de réduire la pointe de consommation. La notion de « départ basse tension », également proposée lors de la discussion de la loi de ratification du 24 février 2017, a ainsi été jugée trop restrictive pour développer une complémentarité entre l'habitat et le tertiaire¹⁴⁰⁴. La notion d'« *aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension* » est plus large puisqu'un poste de transformation HTA/BT assure la liaison entre le réseau haute tension (HTA) et le réseau basse tension (BT), tandis que le départ basse tension est une portion du réseau basse tension à laquelle sont raccordés les utilisateurs du réseau. Un même poste HTA/BT peut donc correspondre à plusieurs départs basse tension. En revanche, la loi n'a pas été au-delà de cette échelle, d'une part en raison de l'effet inconnu des effets de l'autoconsommation collective sur les réseaux, effet qu'il importe donc d'expérimenter dans un premier temps à une échelle réduite. D'autre part, une extension éventuelle au niveau des postes de transformation de haute en moyenne tension concernerait des opérations dont les participants sont plus éloignés sur le réseau et rapprocherait les opérations d'autoconsommation collective de l'usage du réseau qu'en font les consommateurs « classiques »¹⁴⁰⁵.

1628. En revanche, le cadre défini par les cahiers des charges des appels d'offres « autoconsommation » ne limite pas systématiquement le périmètre des opérations d'autoconsommation sur le même segment de réseau que le code de l'énergie. Ainsi, si le cahier des charges de l'appel d'offres du 2 août 2016 prévoit bien que « *le producteur et les consommateurs associés doivent être raccordés au même départ basse tension* », cette condition n'a pas été reprise dans les appels d'offres « autoconsommation » suivants.

¹⁴⁰³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation

¹⁴⁰⁴ Rapport n° 4192 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, sur le projet de loi n° 4122, p. 31.

¹⁴⁰⁵ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, sur le projet de loi n° 4122, p. 29.

L'absence de cette disposition autorise donc la mise en place d'opérations d'autoconsommation collective raccordées au-delà d'un départ basse tension¹⁴⁰⁶.

2) Des mécanismes de soutien utilisés en vue d'optimiser l'usage des réseaux

1629. Parallèlement à l'objectif de limitation de l'utilisation du réseau public, le cadre mis en place au travers des cahiers des appels d'offres « autoconsommation » est configuré de façon à favoriser un profil d'autoconsommation maximisant le bénéfice pour le réseau.

1630. Tout d'abord, ce cadre incite de manière générale à autoconsommer l'électricité produite plutôt qu'à l'injecter.

1631. Ainsi, une condition de taux annuel minimal d'autoconsommation de 50 % est fixée, qui doit réduire les besoins d'investissement dans les réseaux¹⁴⁰⁷. Cette condition, si elle n'est pas respectée, entraîne un abattement de 2 % appliqué au montant de la prime pour chaque écart de point par rapport au taux de 50 %. Par conséquent, les exploitants, et le cas échéant les consommateurs associés, sont incités à respecter un schéma de production et de consommation simultanées afin de valoriser au mieux l'énergie produite, de manière à inclure l'énergie injectée et soutirée dans le décompte de l'énergie autoconsommée. Cet objectif semble d'ailleurs devoir être atteint, puisque les offres lauréates du premier appel d'offres autoconsommation en métropole présentaient un taux d'autoconsommation moyen de 97,4 % pour la première période et de 97,6 % pour la seconde période¹⁴⁰⁸.

1632. La formule du complément de rémunération favorise ensuite un profil de consommation bénéfique au fonctionnement du système électrique. Les cahiers des charges des trois premiers appels d'offres « autoconsommation » prévoient que les lauréats bénéficient d'un contrat de complément de rémunération qui prend la forme d'une prime « ex ante » dont le niveau est fonction du prix proposé par le candidat dans son offre, de l'énergie

¹⁴⁰⁶ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q4 [11/01/2017].

¹⁴⁰⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale ».

¹⁴⁰⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale ».

qu'il autoconsomme, et de la puissance maximale annuelle qu'il injecte sur le réseau, suivant la formule suivante :

$$\text{Complément de rémunération} = (P+10) * E_{\text{Autoconsommation}} + P * E_{\text{injection}} - C * E_{\text{produite}} * (P_{\text{max injectée}} / P_{\text{inst}})$$

1633. Suivant cette formule, l'énergie injectée sur le réseau et valorisée sur le marché ($E_{\text{injection}}$) bénéficie de la prime « P », tandis que l'énergie autoconsommée ($E_{\text{Autoconsommation}}$) bénéficie de la même prime « P » revalorisée de 10 €/MWh. A ces revenus s'ajoute une économie sur la part variable de la facture d'électricité. L'autoconsommation est donc plus rentable que l'injection dès que la somme de l'économie de part variable de la facture d'électricité et de la majoration de 10 €/MWh est supérieure au prix de marché de l'électricité. Les autoconsommateurs sont donc, toutes choses égales par ailleurs, incités à éviter de soutirer pendant les heures où la part variable de leur offre de fourniture est la plus élevée et à favoriser les injections nettes sur le réseau quand le prix de marché est le plus élevé. La formule adoptée incite ainsi à un déplacement de consommation vers un profil d'autoproduction contracyclique qui favorise l'injection lorsque l'offre est faible et la défavorise lorsqu'elle est importante, donc est bénéfique au fonctionnement du système électrique.

1634. La formule du complément de rémunération incite également à réduire les pointes d'injection sur le réseau public, en diminuant la rémunération en fonction du rapport entre la puissance maximale sur une année injectée sur le réseau public, sur un pas horaire de 10 minutes ($P_{\text{max injectée}}$) et la puissance de l'installation (P_{inst}), pondéré par une valeur C exprimée en €/MWh¹⁴⁰⁹. Ce terme incite ainsi les producteurs à minimiser leurs pointes d'injections annuelles, et à prendre en compte le niveau de consommation de la zone d'implantation de leurs projets en cas d'autoconsommation collective, ce qui doit donc permettre de réduire les besoins de renforcement sur les réseaux en amont.

1635. Ensuite, le cadre législatif de l'autoconsommation a été adopté en cohérence avec l'objectif de favoriser, dans les procédures de mise en concurrence, un profil d'autoconsommation maximisant le bénéfice pour le réseau. En vertu de l'article 14 de la loi de ratification du 24 février 2017, les producteurs d'électricité renouvelable bénéficient désormais de la prise en charge d'une partie des coûts de raccordement au réseau public de distribution et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le gestionnaire de ce réseau, ces coûts étant pris en charge par le TURPE. Cependant, cette réfaction risquait aussi, dans les procédures de mise en concurrence, d'« amoindrir

¹⁴⁰⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 14 septembre 2016, Q9 [11/08/2016].

l'incitation pour les producteurs à minimiser le coût de raccordement de leur projet »¹⁴¹⁰. En effet, elle réduisait l'avantage concurrentiel des candidats qui pourraient par ailleurs internaliser dans leurs offres un coût de raccordement plus faible du fait d'une autoconsommation collective. Afin d'éviter cet effet néfaste, la loi de ratification du 24 février 2017 a donc expressément exclu l'application de cette réfaction « lorsque les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre de la procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10 ».

B) Des objectifs d'attractivité économique et d'équilibre du financement des réseaux contradictoires

1636. Les enjeux auxquels doit répondre la politique de développement de l'autoconsommation sont structurés par une seconde interpénétration entre ceux liés au modèle économique de l'autoconsommation et ceux liés au financement des réseaux d'électricité, dont les objectifs sont a priori contradictoires. En effet, l'objectif de mise en place d'un modèle économique favorable à l'autoconsommation risque fortement de s'opposer aux conditions d'un financement optimal des réseaux, dans la mesure où une répartition équitable des charges entre ses utilisateurs suppose une stricte limitation des allègements du régime tarifaire et fiscal en fonction de la valeur économique créée pour les réseaux par l'autoconsommation.

1637. De ce fait, la mise en place du régime de l'autoconsommation prévu par la LTECV pose la question de l'équilibre qui y est établi entre ces deux objectifs. Un premier débat a porté sur la structuration des mécanismes de soutien à l'autoconsommation (1), tandis qu'un second a abouti à un équilibre entre la mise en place d'un régime favorable à l'autoconsommation et l'objectif de maintenir une participation équitable des acteurs aux coûts de réseau (2).

1) Des mécanismes de soutien à l'autoconsommation orientés vers la recherche d'attractivité économique

1638. Les deux types de mécanismes de soutien prévus par le code de l'énergie ont été mobilisés pour favoriser le développement de l'autoconsommation d'électricité renouvelable. Coexistent d'un côté le mécanisme de l'obligation d'achat, mis en place pour certaines installations photovoltaïques par l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat

¹⁴¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts, et d'un autre côté un mécanisme spécifique de complément de rémunération, mis en place par des appels d'offres « autoconsommation ».

1639. L'article 104 de la LTECV a modifié le code de l'énergie de manière à pouvoir prendre en compte l'autoconsommation dans les mécanismes de soutien d'obligation d'achat et de complément de rémunération attribués selon le système du « guichet ouvert ». Il a ainsi ajouté à l'article L.314-7 du code de l'énergie un troisième alinéa, par la suite décalée à l'article L.314-4¹⁴¹¹, disposant que les contrats d'obligation d'achat peuvent comprendre « *une prime prenant en compte les cas dans lesquels les producteurs sont également consommateurs de tout ou partie de l'électricité produite* ». L'article 104 dispose également à l'article L.314-20 du même code que les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte notamment « *des cas dans lesquels les producteurs sont également consommateurs de tout ou partie de l'électricité produite* » par les installations bénéficiaires dudit complément de rémunération. En cohérence avec ces dispositions, l'article 104 de la LTECV, à son VII, a modifié l'article L.121-7 du code de l'énergie pour prévoir la compensation par la CSPE des charges résultant des primes à l'autoconsommation.

a) Une autoconsommation soutenue dans le cadre de l'obligation d'achat

1640. En premier lieu a été mis en place un mécanisme d'obligation d'achat pour certaines installations photovoltaïques, comportant une prime à l'autoconsommation.

1641. Dès la discussion de la LTECV, il a été ajouté à son article 119, qui habilite le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de mettre en place un régime juridique encadrant le développement de l'autoconsommation, une disposition précisant qu'« *un régime spécifique est prévu pour les installations individuelles d'une puissance inférieure à 100 kilowatts* ». L'objectif était de favoriser par un tarif d'achat ces installations, notamment pour prendre en compte leur importance dans le système des bâtiments à énergie positive¹⁴¹².

¹⁴¹¹ Article 5 de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. L'article L.314-4 dispose désormais que « *lorsque le producteur consomme tout ou partie de l'électricité produite par l'installation, les conditions d'achat peuvent comprendre une prime tenant compte des coûts qui ne sont pas couverts par la vente à l'acheteur de l'électricité non consommée par le producteur* ».

¹⁴¹² Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, p. 513.

1642. Conformément à l'esprit de la loi, l'arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts comprend un régime de soutien spécifique à l'électricité autoconsommée par les « installations de vente en surplus », dans lequel le producteur « *s'engage à utiliser tout ou partie de l'énergie produite pour satisfaire l'ensemble des consommations sur le site d'implantation et vend uniquement le solde au co-contractant* ».

1643. Ce dispositif se compose de deux éléments, une prime à l'investissement dépendant de la puissance crête et une rémunération fixe de l'électricité injectée, de 10,0 c€/kWh lorsque la puissance installée est inférieure ou égale à 9 kWc et de 6,0 c€/kWh lorsque la puissance installée est supérieure à 9 kWc¹⁴¹³.

1644. Le recours au mécanisme d'obligation d'achat est cependant fortement critiqué par la CRE, qui l'estime structurellement inadapté au soutien à l'autoconsommation. En effet, il ne permet pas de rendre compte de toute la diversité des situations des autoconsommateurs relativement aux deux éléments essentiels de rentabilité, à savoir le taux d'autoconsommation et l'économie de facture. Il entraînerait donc une sur-rémunération de ces installations au regard des gains engendrés pour le système électrique, en raison d'une très forte sensibilité du taux de rentabilité interne (TRI) des projets d'autoconsommation aux variations de ces deux facteurs. En conséquence, ce système de soutien porterait un fort risque de transfert de charges, tant en matière de couverture des coûts de réseau et que dans le domaine fiscal, des autoconsommateurs vers les autres consommateurs¹⁴¹⁴.

b) Une autoconsommation soutenue par des appels d'offres spécifiques

1645. En second lieu a été mis en place un mécanisme spécifique de complément de rémunération, attribué au moyen d'appels d'offres « autoconsommation ».

1646. Cependant, l'examen de la formule du complément de rémunération, détaillée plus haut, montre l'existence de deux incertitudes importantes qui pèsent sur les candidats au stade de la remise des offres.

¹⁴¹³ Article 8 et Annexe 1 de l'arrêté du 9 mai 2017.

¹⁴¹⁴ Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 16 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

1647. D'une part, la prime octroyée est caractérisée par sa décorrélation d'avec le prix de marché. Il s'agit en effet d'une prime fixe sur l'ensemble de la durée du contrat, dont le montant, à la différence du complément de rémunération défini aux articles R.314-33 à R.314-42 du code de l'énergie, ne varie pas en fonction du prix de marché¹⁴¹⁵. Les variations du prix de marché ont donc un effet direct et important sur la rentabilité des projets, ce qui augmente le risque de l'investisseur et renchérit le coût du capital. Il en résulte une attente de rentabilité plus grande et donc un soutien public plus important pour permettre un investissement donné¹⁴¹⁶.

1648. D'autre part, la fixation du niveau du complément de rémunération par les candidats connaît une difficulté supplémentaire dans le cas de l'appel d'offres « autoconsommation » spécifique aux ZNI, du 16 décembre 2016. En effet, le cahier des charges prévoit, en vertu de l'article L.141-9 du code de l'énergie, une « compensation de déconnexion ». Celle-ci vise à compenser les déconnexions des installations de production d'énergie fatale à caractère aléatoire que les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité peuvent demander en vue d'éviter la défaillance du système électrique insulaire lorsqu'ils constatent que la somme des puissances actives injectées par de telles installations dépasse un certain seuil de la puissance active totale transitant sur le réseau.

1649. Le niveau de cette compensation est défini en fonction de paramètres connus du candidat, tels que la puissance installée de l'installation et le niveau du tarif d'achat en injection. En revanche, il ne connaît pas au stade de remise des offres le nombre d'heures de déconnexion annuel engageant, dans la mesure où son calcul est fonction du nombre d'heures sur une année durant lesquelles la puissance active injectée par les installations photovoltaïques et éoliennes est supérieure de 30% par rapport à celle injectée au cours de l'année précédente. Le lauréat n'a connaissance de ce nombre d'heures engageant qu'au stade de l'élaboration de son contrat d'achat avec EDF OA¹⁴¹⁷. Il pèse donc sur le candidat une incertitude importante liée au risque d'une mauvaise estimation de ce nombre d'heures.

1650. L'existence de ces deux incertitudes fortes entre en contradiction avec l'objectif de mettre en place des perspectives de plus en plus stables et prévisibles au développement de l'autoconsommation, ce qui est notamment l'objectif troisième appel d'offres, du 24 mars 2017, qui comportant neuf périodes jusqu'en 2020.

¹⁴¹⁵ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 14 septembre 2016, Q28 [17/08/2016].

¹⁴¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation »

¹⁴¹⁷ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q11 [15/02/2017].

1651. L'examen de la formule du complément de rémunération montre ensuite l'existence d'un prix-plancher, non voulu comme tel, qui limite la concurrence entre les candidats.

1652. En effet, l'énergie nette injectée sur le réseau est valorisée sur le marché et bénéficie d'une prime « P », tandis que l'énergie autoconsommée bénéficie de la même prime « P » revalorisée de 10 €/MWh. Si la finalité de cette revalorisation est d'inciter à l'autoconsommation, il semble, suivant l'avis de la CRE, que celle-ci soit superflue. En effet, *« même en l'absence d'une majoration de 10 €/MWh de la prime, l'incitation à autoconsommer demeure par rapport à l'injection nette sur le réseau »*, en raison de l'exigence d'atteindre le taux annuel minimal d'autoconsommation de 50 % et de la rentabilité d'un déplacement de consommation tant que l'économie de part variable de la facture d'électricité est supérieure au prix de marché de l'électricité¹⁴¹⁸.

1653. En revanche, cette incitation structurelle a pour conséquence de limiter la concurrence entre les candidats en agissant comme un prix-plancher.

1654. En effet, la formule de notation du prix adoptée par chacun des appels d'offres « autoconsommation », qui est l'unique critère de notation, aboutit à sélectionner les candidats proposant les offres les plus basses. Suivant cette formule retenue¹⁴¹⁹, la note attribuée (NP) est égale à la note maximale (NP0) multipliée par le rapport entre la valeur plafond (Pmax) diminuée de la prime P proposée et la valeur plafond diminuée de la valeur plancher (Pmin). Cette formule est ainsi remarquable par sa simplicité, et n'intègre ni prix-cible ni termes prenant en compte les offres des autres candidats, comme cela est parfois le cas dans les appels d'offres du code de l'énergie. La note attribuée est donc d'autant plus basse que le prix est élevé, nulle lorsque l'offre est égale au prix-plafond et maximale lorsqu'elle est égale au prix-plancher, en l'occurrence fixé à 0 €/MWh.

1655. Toutefois, seul le terme P faisant l'objet d'une mise en concurrence, la majoration de 10 €/MWh s'applique en tout état de cause, constituant de ce fait un prix-plancher virtuel, qui limite pour les candidats la possibilité de différenciation par l'internalisation dans leur offre de l'ensemble des gains permis par l'autoconsommation, et freine donc la diminution du niveau d'aide. Celle-ci serait pourtant possible, puisque sept

¹⁴¹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées ».

¹⁴¹⁹ $NP = NP0 * (Pmax - P) / (Pmax - Pmin)$.

candidats ont candidaté à un prix P égal à 0 €/MWh à la première période de l'appel d'offres « autoconsommation » du 16 décembre 2016¹⁴²⁰.

1656. Les conclusions de l'examen des mécanismes de soutien mis en place sont différentes selon qu'ils concernent les installations de puissance installée inférieure à 100 kWc ou les installations de puissance supérieure, mais montrent dans les deux cas une primauté de l'objectif d'assurer un cadre économique attractif, parfois au détriment de celui d'éviter le risque de sur-rémunération.

1657. Pour la première catégorie, le recours lui-même au système de l'obligation d'achat attribué selon la méthode du « guichet ouvert » et la structure du tarif d'obligation d'achat avec prime constituent un cadre très favorable au développement de l'autoconsommation à partir de ces installations de puissance installée réduite, du fait de sa prévisibilité et de sa stabilité, mais qui a pour corollaire un risque plus élevé de sur-rémunération pour une partie des bénéficiaires.

1658. Pour la seconde catégorie, le système de soutien est caractérisé par des perspectives de plus en plus stables et prévisibles, avec le lancement d'un troisième appel d'offres, le 24 mars 2017, comportant neuf périodes jusqu'en 2020. Toutefois, la prévisibilité offerte par cette programmation est contrecarrée par l'existence des deux incertitudes fortes qui pèsent sur les candidats au stade où ils fixent le niveau de leurs offres. D'autre part, l'analyse des formules du complément de rémunération est mitigée au regard de l'objectif de la mise en concurrence, qui est de refléter le besoin réel de soutien des candidats.

2) Un soutien à l'autoconsommation tempéré par l'objectif de participation équitable aux coûts de réseau

1659. La volonté politique de développer l'autoconsommation, et donc de mettre en place un régime économique favorable, rencontre le risque d'une répartition inéquitable des charges en défaveur des autres utilisateurs du réseau lorsque les avantages consentis portent sur des tarifs ou taxes qui ont précisément pour objet de financer son fonctionnement et son développement. Cette contradiction concerne la contribution au service public de l'électricité (CSPE) d'une part, et le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) d'autre part.

¹⁴²⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale ».

1660. En effet, la mise en place d'un cadre juridique spécifique à l'autoconsommation s'est faite dans le contexte d'une économie générale de la distribution qui suscite de fortes critiques relatives à la répartition des charges, dues à la structure du TURPE et des exonérations de CSPE. Le législateur et le pouvoir réglementaire ont donc cherché à adapter l'application de cette économie de la distribution au nouveau régime de l'autoconsommation, de manière à concilier l'objectif de développement de ce mode de consommation avec le maintien d'un financement efficient du réseau et des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables.

a) Une exonération de CSPE des opérations d'autoconsommation limitée

1661. Tout d'abord s'est posée la question de l'application aux opérations d'autoconsommation de l'exonération de CSPE prévue par l'article 266 quinquies C du code des douanes. Cette question s'est posée sous deux angles différents, à savoir la question de son application aux installations injectant une part de leur production sur le réseau et celle de son application aux opérations d'autoconsommation financées au moyen du « tiers-investissement ».

1662. Un premier aspect de la question porte sur la possibilité de l'application de cette exonération aux installations injectant une partie seulement de leur production sur le réseau.

1663. La loi du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 a réformé la fiscalité énergétique portant sur le financement des charges de service public de l'électricité, en fusionnant l'ancienne CSPE de l'article L.121-11 du code de l'énergie avec la TICFE, prévue par l'article 266 quinquies C du code des douanes, laquelle a repris le nom de « contribution au service public de l'électricité ». Si ces deux taxes prévoyaient une exonération en faveur de l'autoconsommation pour les « petits producteurs », le régime de la CSPE « ancienne » permettait d'appliquer cette exonération à l'électricité vendue sur le site de consommation, tandis que l'exonération prévue par le régime de la TICFE ne s'appliquait qu'à l'électricité consommée par le producteur lui-même.

1664. La réforme de la fiscalité énergétique opérée par la loi de finances rectificative pour 2015 ayant intégré la CSPE « ancienne » dans la TICFE, le régime d'exonération de l'article L.121-11 du code de l'énergie a été supprimé, au profit de celui prévu par l'article 266 quinquies C du code des douanes. Cependant, l'intégration du tarif de l'ancienne CSPE dans celui de la TICFE a eu pour effet de faire passer celui-ci de 0,50 € par mégawattheure à 22,50 € par mégawattheure, soit une multiplication par 45. Dès lors, l'interprétation de l'article 266 quinquies C du code des douanes, auparavant considérée comme négligeable dans l'équilibre économique des petites installations de production, est devenue essentielle.

1665. Or, par une circulaire du 11 mai 2016¹⁴²¹ relative à l'application de l'article 266 quinquies C, l'administration fiscale a ajouté dans son interprétation une condition supplémentaire à l'exonération des petits producteurs, en indiquant que « *pour bénéficier de l'exonération, la personne doit remplir deux conditions cumulatives suivantes : 1) la production annuelle ne doit pas dépasser 240 GWh/an ; 2) l'intégralité de l'électricité produite doit être consommée par le producteur d'électricité pour ses propres besoins* ». Par conséquent, le fait qu'un site réinjecte une partie de sa production sur le réseau, quelle que soit son importance de cette partie injectée, suffit pour qu'il perde le bénéfice de l'exonération de la CSPE sur l'ensemble de sa production. Compte tenu de l'importance nouvelle du tarif de la CSPE, cette interprétation avait pour effet de dégrader considérablement l'intérêt présenté par l'autoconsommation, dans la mesure où elle n'est généralement que partielle.

1666. La loi de ratification du 24 février 2017 a donc modifié l'article 266 quinquies C du code des douanes, qui dispose désormais, d'une part, que bénéficie d'une exonération de CSPE l'électricité « *produite par de petits producteurs d'électricité qui la consomment pour les besoins de leur activité* » et que « *sont considérées comme petits producteurs d'électricité les personnes qui exploitent des installations de production d'électricité dont la production annuelle n'excède pas 240 millions de kilowattheures par site de production* ». Cet article dispose d'autre part que « *cette disposition s'applique également à la part, consommée sur le site, de l'électricité produite par les producteurs d'électricité pour lesquels la puissance de production installée sur le site est inférieure à 1 000 kilowatts. Pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, la puissance installée s'entend de la puissance crête installée* ».

1667. Cette modification vise à « *créer un régime spécifique pour les producteurs exploitant des installations de puissance installée inférieure à 1 MW* », afin d'étendre l'exonération de CSPE prévue par l'article 266 quinquies C aux autoproducteurs qui réinjectent une part de l'énergie produite dans le réseau. Ce seuil de 1 MW a été fixé pour limiter le bénéfice de ce régime aux autoconsommateurs qui exploitent des installations de taille modeste, afin d'éviter les effets d'aubaine¹⁴²². En outre, le même problème se posant en des termes rigoureusement identiques pour les taxes communale et départementale sur la consommation finale d'électricité, cette solution a été étendue à ces taxes par un renvoi du 4° du V de l'article L. 3333-2 et de l'article L.3333-3-1 du code général des collectivités aux dispositions de l'article 266 quinquies C du code des douanes ainsi modifiées¹⁴²³.

1668. Il est à noter que, par un arrêt n° 401294 du 20 septembre 2017, le Conseil d'Etat a annulé pour motif d'incompétence les dispositions de la circulaire du ministre des

¹⁴²¹ Circulaire du 11 mai 2016 (NOR : FCPD 1600922C).

¹⁴²² JORF, Assemblée nationale, XIVE législature, session ordinaire de 2016-2017, 89^e séance, séance du mercredi 21 décembre 2016, Compte rendu intégral, p. 9093.

¹⁴²³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 86.

finances et des comptes publics du 11 mai 2016 établissant la condition que le producteur autoconsomme toute sa production pour bénéficier de l'exonération de CSPE, au motif que cette condition n'était pas prévue par la loi. À la suite de cet arrêt, l'article 266 quinquies C du code des douanes comporte donc deux dispositions distinctes d'exonérations de CSPE visant les mêmes configurations de production, ce qui rend superflue la seconde, dont l'objet se trouve désormais englobé dans la première.

1669. Un deuxième aspect de la question porte sur l'enjeu majeur pour le développement de l'autoconsommation de l'application de l'exonération de CSPE dans le cadre du tiers-investissement.

1670. En effet, si la doctrine administrative est très claire sur l'inapplicabilité de cette exonération aux opérations d'autoconsommation collective, quand bien même le producteur et le consommateur sont situés sur un même site¹⁴²⁴, son applicabilité dans les schémas de tiers-investissement apparaît moins tranchée.

1671. Le « tiers investissement » est une pratique d'ingénierie financière consistant pour un client à faire financer par un « tiers » un investissement rentable à long terme, qu'il rembourse ultérieurement à mesure qu'il perçoit les gains découlant dudit investissement, ce à quoi s'ajoute une marge rémunérant les intérêts du capital investi et le risque financier pris par le tiers. Ce mécanisme permet au cocontractant du tiers de percevoir pour son propre compte ces gains une fois le contrat arrivé à terme. Ce type de contrat se distingue de l'emprunt en ce sens que le remboursement du capital investi par le tiers est conditionné par l'effectivité du retour sur investissement.

1672. Ce montage financier suppose un investissement rentable à long terme. Il est donc particulièrement adapté aux investissements permettant des économies de dépenses d'énergie, et donc à l'autoconsommation. Il répond également aux besoins des projets d'autoconsommation à partir d'installations photovoltaïques puisqu'il permet d'apporter une réponse au déséquilibre structurel entre des coûts d'investissement importants, qui sont supportés au début du projet, et des coûts de fonctionnement étalés sur une longue durée. Enfin, il peut s'appuyer sur la faible incertitude quant aux rendements des installations qui permet d'envisager leur financement sur de longues périodes avec un risque réduit.

1673. Cependant, il est fréquent que le « tiers », notamment lorsqu'il est une entreprise spécialisée, prenne en charge le rôle de maître d'ouvrage délégué, ce qui signifie

¹⁴²⁴ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q17 [13/04/2017] ; Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale, 31 août 2017, Q2 [05/04/2017].

qu'il agit à la place du client dans les relations contractuelles nécessaires à l'exécution du projet. Or, cette configuration crée un élément d'incertitude quant à l'application de l'exonération de CSPE aux installations ainsi financées, posant la question des conditions de qualification de l'opération d'autoconsommation constituée par ce schéma de tiers investissement.

1674. Suivant les articles L.315-1 et L.315-2 du code de l'énergie, le critère de distinction entre les deux types d'autoconsommation, individuelle et collective, est l'identité entre le producteur et le consommateur. La distinction entre le producteur et le consommateur est en outre fermement maintenue par la doctrine administrative, puisque les liens juridiques entre eux n'entrent pas en ligne de compte dès lors qu'ils sont des entités juridiques distinctes. Ainsi un producteur et un consommateur situés sur le même site et étant deux filiales détenues à 100% par le même groupe ne peuvent former qu'un schéma d'autoconsommation collective¹⁴²⁵.

1675. La qualification des schémas de tiers investissement dépend donc du mode de définition du « producteur », et plus précisément du statut du propriétaire de l'installation et de son exploitant à cet égard. De fait, la propriété des installations de production tout comme la responsabilité de son exploitation peuvent varier selon les schémas de tiers-investissement.

1676. Or, le droit de l'énergie ne donne pas de définition univoque du « producteur ». La définition donnée par le droit de l'Union européenne est tautologique, et donc peu éclairante. Ainsi, le producteur est au sens du droit européen « *une personne physique ou morale produisant de l'électricité* »¹⁴²⁶. En droit interne, la définition de cette notion n'est pas unique mais dépend de l'aspect de fonctionnement du marché de l'électricité considéré. Au sens des « dispositions générales relatives à la production d'électricité » du code de l'énergie, le « producteur » est ainsi défini comme le titulaire de l'autorisation d'exploiter¹⁴²⁷. Au sens des dispositions relatives au fonctionnement des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, le « producteur » est désigné comme « *la personne morale ou physique responsable de l'exploitation de l'installation* »¹⁴²⁸, sans que la notion de responsabilité de l'exploitation soit clairement définie. La doctrine administrative a pallié ce flou juridique, source d'incertitude dans le cas où le titulaire du contrat délègue l'exploitation de l'installation, en définissant le « producteur » selon le critère de la détention du contrat

¹⁴²⁵ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation du 2 août 2016, Q111 [22/12/2016], Q109 [22/12/2016].

¹⁴²⁶ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2.

¹⁴²⁷ Code de l'énergie, articles L.311-1 et 2.

¹⁴²⁸ Code de l'énergie, article R.314-1.

d'achat ou de complément de rémunération¹⁴²⁹. Au sens des dispositions relatives à la commercialisation de l'électricité, le code de l'énergie ne donne pas de définition positive mais délimite la notion par opposition à celle de « fournisseur »¹⁴³⁰, lequel « *alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée* »¹⁴³¹. Sous cet aspect, l'activité d'un producteur se limite donc à vendre l'énergie qu'il produit, sans assurer le complément d'alimentation des consommateurs, donc sans donner lieu à une activité d'achat pour revente¹⁴³². Enfin, en termes d'accès aux réseaux, si le code de l'énergie ne définit pas davantage le « producteur », Enedis le désigne dans les « Conditions Générales » de ses contrats d'accès au réseau public de distribution comme le titulaire de ce contrat¹⁴³³.

1677. Le code de l'énergie ne donne donc pas de définition unique de la notion de « producteur », mais l'appréhende en fonction de chaque aspect du marché de l'électricité, par l'application du critère formel de détention de titres juridiques, de manière à éviter l'incertitude attachée à des critères matériels. La propriété de l'installation de production n'entre ainsi nullement en ligne de compte dans cette définition, ce qu'a confirmé à diverses reprises le ministre chargé de l'énergie¹⁴³⁴.

1678. En pratique, le critère applicable à la notion de « producteur » au sens des articles L.315-1 et 2 du code de l'énergie, à savoir la détention de l'autorisation d'exploiter, est généralement inopérant en matière d'autoconsommation, du fait du seuil en dessous duquel les installations sont réputées autorisées au titre de l'article L.311-6 du code de l'énergie. Il semble donc qu'il faille se reporter sur les autres modes d'appréhension de la notion de producteur, suivant lesquels celui-ci est défini comme étant le titulaire du contrat d'accès au réseau et, le cas échéant, le titulaire du contrat d'achat ou de complément de rémunération.

¹⁴²⁹ Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation du 2 août 2016.

¹⁴³⁰ Code de l'énergie, article L.331-1.

¹⁴³¹ CRE, Glossaire.

¹⁴³² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité.

¹⁴³³ Voir par exemple le Contrat d'accès au Réseau Public de Distribution pour une Installation de Production de puissance > 36 kVA raccordée en basse tension, point 13.

¹⁴³⁴ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation du 2 août 2016, Q111 [22/12/2016]; Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation du 2 août 2016, Q57 [10/08/2016].

1679. En conséquence, une opération d'autoconsommation financée selon un schéma de tiers investissement semble pouvoir être qualifiée d'opération d'autoconsommation individuelle sous réserve que le cocontractant du tiers investisseur soit également titulaire du contrat d'accès au réseau et, s'il existe, du contrat d'achat ou de complément de rémunération. En revanche, une opération d'autoconsommation financée selon un schéma de tiers investissement devrait être qualifiée d'opération d'autoconsommation collective dès lors que le tiers investisseur est titulaire du contrat de vente de l'énergie produite. Elle n'ouvre donc pas droit, dans ce cas, à l'exonération de CSPE prévue par l'article 266 quinquies C du code des douanes¹⁴³⁵.

b) Un bénéfice pour le réseau intégré au TURPE

1680. La question se pose ensuite de la prise en compte par le TURPE des gains pour le réseau résultant de la mise en place d'opérations d'autoconsommation.

1681. L'article 119 de la LTECV, qui a habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de mettre en place un régime juridique encadrant le développement de l'autoconsommation, dispose en effet que ce régime doit comprendre « *les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité* ». L'objectif est de garantir que toutes les exploitations, même en autoconsommation, participent au financement des réseaux dès lors qu'elles y sont raccordées, de manière à prendre en compte le fait qu'elles peuvent en bénéficier pour leur alimentation¹⁴³⁶.

1682. Conformément à cette disposition, l'article L.315-3 du code de l'énergie dispose que « *la Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kilowatts* », en dépit d'une opposition de la CRE qui défendait une solution consistant à prendre en compte dans un TURPE commun la réduction d'utilisation des réseaux en amont résultant de l'autoconsommation¹⁴³⁷.

1683. En revanche, le régime commun du TURPE, défini aux articles L.341-1 à 5 du code de l'énergie, s'applique lorsque la puissance installée de l'installation de production est

¹⁴³⁵ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q17 [13/04/2017].

¹⁴³⁶ Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, p. 241.

¹⁴³⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité.

supérieure à 100 kilowatts. Celui-ci permet cependant une prise en compte des bénéfices pour le réseau de l'autoconsommation. L'article L.341-4 du code de l'énergie dispose ainsi que la structure et le niveau du TURPE sont fixés « *afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national* ». En outre, ils peuvent, pour des consommateurs s'écarter de la stricte couverture des coûts de réseau qu'ils engendrent pour les inciter « *à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local* ». En application de ces dispositions, le TURPE 5 HTA-BT, qui s'applique depuis le 1^{er} août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTB, qui s'applique aux utilisateurs raccordés en haute et très haute tension, prend partiellement en compte les gains de l'autoconsommation.

1684 D'une part, le TURPE 5 HTA-BT prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier du tarif, notamment en créant une option tarifaire à pointe mobile dans le domaine de tension HTA et en créant une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les utilisateurs en BT équipés d'un compteur le permettant, de manière à favoriser le « *développement de la production renouvelable décentralisée et de l'autoconsommation associées au stockage d'électricité* »¹⁴³⁸.

D'autre part, le TURPE 5 HTA-BT met en place une composante de gestion spécifique pour les autoproducteurs, d'un montant inférieur aux deux composantes de gestion prévues par le TURPE 4 HTA-BT pour ces utilisateurs.

1685 L'économie de la distribution résultant de la structure de la CSPE et du TURPE montre ainsi une volonté constante de refléter dans les charges pesant sur les installations en autoconsommation individuelle la valeur économique que la réduction de l'injection et du soutirage représente pour le réseau. Ainsi l'exonération de CSPE a été étendue aux installations réinjectant une partie de leur production, afin d'inclure notamment l'autoconsommation individuelle, et le mode de fixation du TURPE a évolué en faveur des sites en autoconsommation, notamment de faible puissance installée. Toutefois, le fait que l'exonération de CSPE n'ait pas été étendue à l'électricité autoconsommée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective cherche sa justification. En effet, cette distinction de traitement entre les opérations d'autoconsommation individuelle et collective ne se justifie pas par l'usage fait ou non du réseau public puisque la finalité de la CSPE n'est pas le financement de celui-ci. Il semble donc vraisemblable qu'il faille y voir la volonté de maintenir un financement suffisant et équilibré des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et d'éviter un trop fort transfert de charges vers les non-autoconsommateurs.

¹⁴³⁸Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Section II : Un régime de l’autoconsommation à l’efficacité limitée par sa complexité

1686. Le droit français était caractérisé, jusqu’en juillet 2016, par l’absence de cadre légal spécifique à l’autoconsommation. Si la notion d’« autoconsommateur » était connue du droit de l’énergie¹⁴³⁹, elle n’était ni définie, ni encadrée par un régime propre. Cette pratique n’était régie que par certaines dispositions dispersées qui permettaient l’existence de facto d’opérations d’autoconsommation. Ainsi, un producteur d’énergie renouvelable pouvait-il faire le choix de consommer toute l’électricité produite, en « autoconsommation totale ». Il pouvait également choisir d’injecter le surplus d’électricité non consommée sur le réseau dans le cadre de la « vente en surplus », prévue par l’arrêté tarifaire du 4 mars 2011 fixant les conditions d’achat de l’électricité photovoltaïque, ou dans le cadre des différents appels d’offres.

1687. Dans le cadre du processus législatif de la loi de finances pour 2017, la Commission des affaires économiques de l’Assemblée nationale a énoncé les conditions de mise en place d’un cadre légal pérenne de l’autoconsommation¹⁴⁴⁰. La première est que les acteurs de terrain aient assez de visibilité et de stabilité pour réaliser les investissements nécessaires. La seconde est que le cadre légal de l’autoconsommation soit le plus simple possible, afin de ne pas décourager les clients de recourir à l’autoconsommation et de ne pas engendrer des comportements de contournement des règles.

1688. Cependant, le régime de l’autoconsommation tel qu’il a été mis en place à partir de juillet 2016 satisfait peu à ces deux conditions. En effet, la période pendant laquelle a été défini le cadre juridique de l’autoconsommation, entre juillet 2016 et avril 2017, a coïncidé avec un revirement jurisprudentiel majeur touchant à la question de la légalité du raccordement indirect. Ce revirement a impacté profondément et déstabilisé le contexte légal et réglementaire dans lequel le régime de l’autoconsommation s’insérait (I), tandis que ce nouveau cadre juridique se caractérise par sa propre complexité (II).

I/ Un régime au contexte légal et réglementaire instable

1689. L’achèvement de la discussion de la loi de ratification du 24 février 2017, qui a mis en place le régime définitif de l’autoconsommation, a coïncidé avec un arrêt de la Cour d’appel de Paris du 12 janvier 2017 qui a marqué un revirement de l’évolution jurisprudentielle sur la question de la légalité du raccordement indirect au réseau public de

¹⁴³⁹ Mentionné, par exemple, à l’article L.314-14, relatif au régime des garanties d’origine, dans sa rédaction issue de l’ordonnance n° 2011-1105 du 14 septembre 2011.

¹⁴⁴⁰ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques de l’Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2017, tome 5.

distribution des consommateurs finals. Le sens de cet arrêt a modifié radicalement l'interprétation du cadre légal et réglementaire relatif aux modes de raccordement aux réseaux publics. Cette évolution inattendue d'une partie du contexte juridique dans lequel s'insère le régime spécifique à l'autoconsommation fixé par le code de l'énergie en modifie fortement les potentialités d'application.

1690. Cependant, le raisonnement suivi par le juge dans cet arrêt n'est pas exempt de critiques. Celles-ci permettent de penser que l'interprétation jurisprudentielle des dispositions légales relatives au raccordement indirect n'est pas nécessairement définitivement fixée. Cet état des choses laisse donc subsister une potentielle instabilité quant à l'interprétation du cadre légal et réglementaire sur ce point (A). En revanche, le statut d'une partie des réseaux privés de distribution existant à ce jour a été clarifié, avec la transposition de la notion de « réseau fermé de distribution » (B).

A) Un régime affecté par l'incertitude pesant sur la légalité du raccordement indirect

1691. Le « raccordement indirect » qualifie une situation dans laquelle un site de production ou de consommation d'électricité, dit « site en décompte », est raccordé au réseau électrique d'un site consommateur ou producteur tiers, dit « site hébergeur », lequel est lui-même raccordé au réseau public de transport ou de distribution d'électricité, et par l'intermédiaire duquel il a accès au réseau public en injection et en soutirage.

1692. Une telle organisation peut être recherchée pour plusieurs raisons économiques¹⁴⁴¹. Elle peut d'abord permettre d'éviter les coûts raccordement au réseau public de l'installation hébergée, qui peut se situer plus loin ou être d'un accès plus difficile que le site hébergeur. Elle peut également permettre l'économie des montants dus au titre du TURPE, le site hébergeur étant le seul titulaire d'un contrat « Card » (Contrat d'accès au réseau de distribution) ou « Cart » (Contrat d'accès au réseau de transport), tandis que le site hébergé ne supporte que les coûts limités de la prestation de comptage en décompte.

1693. Bien que contestée par les gestionnaires de réseaux, la légalité de ce type de raccordement a été confirmée et son mode d'organisation progressivement défini à travers une longue évolution jurisprudentielle (1), qu'est venue remettre en cause la Cour d'appel de Paris dans son arrêt *Valsophia* du 12 janvier 2017 (2).

1) Une évolution jurisprudentielle favorable au raccordement indirect

¹⁴⁴¹Lahami (C), « Le raccordement indirect enfin consacré », *Energie Plus*, avril 2014, n° 523.

1694. La CRE a adopté très tôt, dès 2003, une position de principe en faveur du raccordement indirect, en jugeant d'une part qu'aucun obstacle juridique ne s'opposait à cette solution technique, et d'autre part que celle-ci n'était pas incompatible avec le bénéfice de l'obligation d'achat¹⁴⁴². Elle a ensuite développé ces positions par une communication dans laquelle elle a affirmé le caractère indifférent de la qualité de producteur ou de consommateur d'électricité à cet égard, et y indiquait le schéma contractuel devant lier les différentes parties de ce montage¹⁴⁴³. Suivant la CRE, le gestionnaire de réseau public ne pouvait être lié contractuellement qu'au site directement raccordé, ce dernier ayant seul des relations contractuelles avec les sites hébergés. Il en résultait que le contrat d'accès au réseau du site hébergeur devait couvrir l'intégralité des relations entre le réseau public et le « réseau privé » situé à l'aval du point de raccordement. Le site hébergeur devait donc être responsable vis-à-vis du gestionnaire de réseau public du respect par les sites hébergés des conditions réglementaires et contractuelles régissant le raccordement au réseau électrique public et son utilisation. En conséquence, le gestionnaire de réseau public ne pouvait être titulaire ou débiteur d'aucun droit ou obligation à l'égard des sites indirectement raccordés. En outre, un tel schéma contractuel ne faisait pas obstacle à ce qu'un site producteur indirectement raccordé bénéficie de l'obligation d'achat ou vende sa production à un tiers, la mise en œuvre de cette possibilité supposant simplement l'exercice d'une prestation en décompte et l'inscription de ce site dans un périmètre d'équilibre. La même faculté pouvait être ouverte aux sites de consommation indirectement raccordés pour permettre l'exercice du droit au libre choix de leurs fournisseurs.

1695. Le développement de cette pratique s'est cependant heurté à l'opposition constante de ERDF, devenu Enedis, pour qui le raccordement indirect porte atteinte à son monopole de distribution. ERDF estimait notamment que la prestation de comptage en décompte ne pouvait être mise en œuvre que dans l'hypothèse de sites comportant d'autres établissements d'une même entité juridique, ou dans l'hypothèse de sites déjà existants, mais qu'elle ne pouvait être utilisée pour permettre la création de raccordements indirects entre des entités juridiques différents. En effet, cela reviendrait à permettre la création de réseaux privés desservant des tiers consommateurs finals ou producteurs, en violation du monopole qu'aurait le réseau public de distribution pour desservir tout utilisateur final, qu'il soit consommateur ou producteur. Cette analyse se fondait sur une lecture combinée de l'article 18 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, relatif à la zone de desserte exclusive de chaque gestionnaire de réseau, et de l'article 35 de la

¹⁴⁴² Décision de la Commission de régulation de l'électricité du 27 mars 2003 sur un différend qui oppose Papeterie de Bègles à EDF sur les conditions de réalisation du raccordement d'une installation de cogénération au réseau public de distribution et sur la conclusion d'un contrat d'achat d'électricité.

¹⁴⁴³ Communication de la Commission de régulation de l'électricité du 22 mai 2003 sur le traitement des sites éligibles indirectement raccordés aux réseaux électriques publics.

loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, relatif à la fonction du réseau public de distribution¹⁴⁴⁴.

1696. Si la jurisprudence a confirmé la position initiale de la CRE quant à la légalité du raccordement indirect, elle a aussi modifié progressivement, de 2009 à 2013, le schéma contractuel devant l'accompagner.

1697. Une première décision du Comité de Règlement des Différends et Sanctions de la CRE (Cordis) du 2 octobre 2009, confirmée par la Cour d'appel de Paris¹⁴⁴⁵ a tout d'abord confirmé la licéité du raccordement indirect d'une installation de production, aucune disposition légale ou réglementaire ne s'y opposant, et a ordonné à ERDF de proposer aux entreprises requérantes une convention de comptage en décompte. En effet, le Cordis a estimé que l'article 18 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui disposait que le gestionnaire du réseau public de distribution est responsable du développement, dans sa zone de desserte exclusive, du réseau public de distribution d'électricité « *afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs [...]* », n'implique pas pour autant un raccordement direct des installations de production au réseau public de distribution. Allant plus loin, le Cordis s'est fondé sur les articles 1 et 2 de la même loi, qui prévoient que le service public de l'électricité, dont la société ERDF a la charge pour les réseaux publics de distribution d'électricité concédés, doit être assuré « *dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* », pour en déduire que « *l'accès non discriminatoire au réseau doit être exercée par le gestionnaire en conciliant le respect des règles régissant l'exploitation du réseau et l'accès des tiers avec un objectif de recherche du meilleur coût, tant pour le gestionnaire que pour le tiers se prévalant d'un droit d'accès* », ce qui peut lui imposer dans certaines situations de privilégier l'accès indirect au réseau.

1698. Cette décision a cependant été cassée par la Cour de Cassation dans un arrêt du 12 juin 2012¹⁴⁴⁶. Si la cour a confirmé qu'aucun obstacle juridique ne s'oppose au raccordement indirect d'une installation de production d'électricité au réseau public de distribution, elle est revenue sur le schéma contractuel mis en place par le jugement du Cordis et l'arrêt de la Cour d'appel. Ceux-ci estimaient que seul le site hébergeur pouvait être titulaire d'une convention de raccordement et d'une convention de comptage, et devait être l'unique interlocuteur du gestionnaire de réseau pour les questions de sécurité relatives à l'installation en décompte. Au contraire, la Cour de cassation a jugé qu'il revenait à l'exploitant de l'installation en décompte, en tant qu'utilisateur, même indirectement, du service public rendu par le gestionnaire de réseau public, de conclure directement ces conventions

¹⁴⁴⁴ Décision du Cordis du 2 octobre 2009.

¹⁴⁴⁵ CA Paris, 7 avril 2011, n° 2009/22783.

¹⁴⁴⁶ CCass, 12 juin 2012, n° 11-17344.

avec lui. Cette solution visait également à répondre à un impératif de sécurité du réseau, la Cour ayant estimé que la sécurité du réseau impliquait une maîtrise immédiate du gestionnaire de réseau sur tout producteur pour prévenir les troubles et les pannes.

1699. La Cour d'appel de Paris a donc, dans un arrêt du 12 décembre 2013¹⁴⁴⁷, confirmé la licéité du raccordement indirect, et imposé à ERDF s'adresser à chacune des deux entreprises une convention de raccordement et une convention d'exploitation.

2) Une évolution contredite par la jurisprudence *Valsophia*

1700. Alors que l'évolution jurisprudentielle paraissait aller clairement dans le sens de la légalité des réseaux privés de distribution, l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, rendu le 12 janvier 2017 dans l'affaire *Valsophia*, a opéré un revirement complet sur ce point.

a) Une jurisprudence fondée sur un raisonnement contestable

1701. Cette affaire portait sur un projet immobilier, porté par une société « Valsophia », composé d'installations photovoltaïques directement raccordées et de bâtiments indirectement raccordés via un réseau interne au site. Il prévoyait l'autoconsommation d'une partie de l'énergie produite et la revente à EDF OA du surplus dans le cadre du mécanisme d'obligation d'achat. Ce projet s'était vu opposer un refus de ERDF, qui avait considéré que l'autorisation du raccordement indirect d'installations de production d'électricité, qui résulte de la délibération de la CRE du 25 avril 2013 et la décision de la Cour de cassation du 12 juin 2012, n'était pas transposable aux cas de raccordement indirect d'installations de consommation d'électricité, cette configuration étant notamment contraire aux principes de prohibition de la rétrocession d'énergie et de liberté de choix du fournisseur d'électricité. Dans la continuité de la jurisprudence existante, le Cordis avait invalidé ces motifs par une décision du 6 mai 2015¹⁴⁴⁸, autorisant le raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution sous réserve du respect de la liberté de choix du fournisseur, conformément à la jurisprudence *Citiworks* de la CJUE¹⁴⁴⁹ suivant laquelle le droit d'accès des tiers aux réseaux s'applique aux réseaux d'approvisionnement privés. Le Cordis avait également rappelé que le principe de prohibition de la rétrocession d'énergie ne s'applique qu'aux consommateurs ayant contracté à un tarif réglementé de vente.

¹⁴⁴⁷ Cour d'appel Paris, 12 décembre 2013, 2012/18468.

¹⁴⁴⁸ Décision du Cordis du 6 mai 2015 *Valsophia c/ ERDF*.

¹⁴⁴⁹ CJUE, 22 mai 2008, *Citiworks*, C-439/06.

1702. De manière inattendue, la Cour d'appel de Paris a adopté dans son arrêt du 12 janvier 2017¹⁴⁵⁰ une position strictement opposée.

1703. La Cour s'est fondée sur le fait que l'article 24 de la directive 2009/72/CE, qui prévoit que « *les Etats membres désignent (...) un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution* », ne distingue pas entre réseaux publics et réseaux privés et fait peser sur le gestionnaire de réseau ainsi désigné l'ensemble des obligations prévues par la directive. Or, cette disposition n'a été transposée en droit interne que par l'article L.111-52 du code de l'énergie, qui ne mentionne que les « réseaux publics d'électricité ». Il en résulterait que cet article « *doit être interprété comme s'appliquant, non pas aux seuls réseaux qui sont la propriété de l'Etat, de collectivités territoriales ou d'entreprises publiques, mais à toutes les installations électriques situées sur le territoire français, qui répondent à la définition de réseau de distribution d'électricité* », interprétation que confirmerait le fait que le code de l'énergie ignore la notion de « réseau privé de distribution d'électricité ».

En conséquence, jusqu'à l'ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 transposant en droit interne la notion de « réseau fermé de distribution », la loi ne confiait qu'aux entreprises mentionnées à l'article L.111-52 la gestion de réseaux de distribution, et nulle autre personne physiques ou morales, à l'exception de celles exploitant une « ligne directe » au sens des articles L.343-1 et L.343-6 du code de l'énergie, ne pouvait donc exploiter un réseau de distribution d'électricité en France.

1704. En appliquant cette logique au projet porté par la société Valsophia, la Cour a conclu à l'illégalité du schéma de raccordement demandé par celle-ci, dans la mesure où elle aboutissait à lui confier la gestion d'un réseau de distribution. En effet, d'une part « *la société Valsophia n'est pas le consommateur final de la totalité de l'électricité soutirée à l'unique point de raccordement de l'ensemble immobilier au réseau public d'électricité* ». D'autre part « *pour parvenir auxdits consommateurs finals, l'électricité est transportée, en aval de l'unique point de raccordement au réseau de distribution géré par Enedis, sur des installations électriques privatives gérées par la société Valsophia* ».

1705. Pour justifier la non-transposition au cas du consommateur indirectement raccordé de la solution retenue dans le cas du producteur indirectement raccordé, la Cour d'appel de Paris semble précisément s'appuyer sur un point du raisonnement suivi par la Cour de cassation dans l'arrêt *ERDF c/ Tembec Tarascon et Bioenerg* du 12 juin 2012 par lequel elle validait le raccordement indirect de producteurs. En effet, la Cour d'appel de Paris développe un argumentaire portant sur les caractéristiques d'un réseau de distribution, qui semble devoir être lu en parallèle avec le raisonnement suivi par la Cour de cassation. Cette dernière avait jugé que le raccordement au réseau public d'une installation de production d'électricité appartenant à une entreprise, par l'intermédiaire des installations d'une entreprise juridiquement distincte, ne constitue pas une opération de distribution d'électricité, puisque la

¹⁴⁵⁰ Cour d'appel de Paris, 12 janvier 2017, *Valsophia*, n° 15/15157.

directive 2009/72/CE définit au 5^e de son article 2 la « distribution » comme « *le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à haute, à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture* ».

1706. De la même manière, la Cour d'appel de Paris s'appuie sur cette définition de la « distribution », et ajoute que la directive 2009/72/CE définit au 6^e de son article 1^{er}, le « *gestionnaire de réseau de distribution* » comme « *une personne physique ou morale responsable de l'exploitation, de la maintenance et, si nécessaire, du développement du réseau de distribution dans une zone donnée (...)* ». Elle en déduit qu'« *un réseau de distribution d'électricité se définit donc à la fois par ses caractéristiques techniques – la capacité à assurer le transport de l'électricité – et par sa finalité – le transport aux fins de fourniture à des clients* ». Suivant ce raisonnement, le fait pour un opérateur de mettre ses installations privatives de raccordement au réseau public à la disposition d'un producteur d'électricité tiers, en vue de l'injection de l'électricité produite sur le réseau public, ne constitue pas une opération de distribution d'électricité, puisque ce réseau ne vise pas à « fournir » le producteur en électricité, mais au contraire à injecter sa production, et ne fait donc pas de cet opérateur le gestionnaire d'un réseau de distribution.

1707. D'autre part, afin d'écarter l'argument suivant lequel la CRE a acté la possibilité de raccordement indirect des installations de consommation d'électricité dans sa communication du 22 mai 2003, la Cour a estimé que « *la CRE y a pris acte de l'existence de situations de fait atypiques, qu'elle a cherché à concilier avec les dispositions légales et réglementaires en vigueur* », mais qu'« *en aucun cas cette communication ne saurait être interprétée comme autorisant un opérateur non visé à l'article L.111-52 du code de l'énergie à créer ex nihilo et gérer un réseau de distribution d'électricité* ». Suivant la Cour, les mêmes raisons expliquent également qu'un tarif de la prestation annuelle de décompte dans le cadre d'un raccordement indirect ait été fixé à l'article 4.11 de l'annexe de la décision ministérielle du 7 août 2009 puis à l'article 4.9 de la délibération du 22 mai 2014, « *sans pour autant que ces articles et cette documentation technique consacrent un droit à raccordement indirect* ». Elle ajoute en outre que, « *en tout état de cause, ni le ministre en charge de l'Énergie, ni la CRE, fût-ce dans l'exercice de son pouvoir réglementaire délégué, ni le gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité ne sont habilités à violer des dispositions législatives, tel l'article L. 111-52 du code de l'énergie* ».

1708. Il résulte de cet arrêt que, à l'exception des réseaux ayant la qualification de « réseaux fermés de distribution » ou de « ligne directe », est interdit tout schéma de raccordement permettant la gestion d'un réseau permettant la fourniture d'électricité à client final, autre que le propriétaire du réseau lui-même, par un autre acteur que le gestionnaire du réseau public de distribution. Si l'on considère que depuis la communication de la CRE du 22 mai 2003 la légalité du raccordement indirect des producteurs comme des consommateurs était admise par l'Administration et la jurisprudence, l'incertitude et les évolutions se concentrant sur les liens contractuels entre les différentes parties de ces schémas de

raccordement, l'arrêt du 12 janvier 2017 constitue un revirement jurisprudentiel très important et inattendu.

1709. Cette décision a cependant fait l'objet de nombreuses critiques, qui peuvent rendre incertaine la pérennité de cette solution jurisprudentielle.

1710. Tout d'abord, les commentateurs n'ont pas manqué de relever la fragilité du raisonnement juridique qui a amené la Cour à établir une différence de traitement entre producteurs et consommateurs à partir de la définition du réseau de distribution¹⁴⁵¹.

1711. Suivant cette analyse, la Cour s'est livrée à une analyse formelle et décontextualisée de la définition de la distribution, aboutissant à « *un contresens historique et juridique* ». En effet, si la directive 2009/72/CE définit la « distribution » comme « *le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à haute, à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients, mais ne comprenant pas la fourniture* »¹⁴⁵², cela fait suite à la séparation opérée par les directives successives entre l'activité d'acheminement, gérée hors marché, de l'activité de fourniture, soumise à la concurrence. Il s'agit d'explicitier dans la définition de la distribution que cette activité n'inclut désormais plus la fourniture, contrairement à ce qui était le cas dans les régimes de monopole intégré. En effet, il n'était pas besoin de distinguer dans ceux-ci distribution et fourniture, puisqu'un seul et même opérateur gérait les deux aspects et concluait un unique contrat avec l'utilisateur du service public.

1712. Cette interprétation est renforcée par le fait que la directive 2009/72/CE définit le « transport » d'une manière similaire à la « distribution », comme « *le transport d'électricité sur le réseau à très haute tension et à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des distributeurs, mais ne comprenant pas la fourniture* ». Le fait que cette définition explicite la séparation entre « fourniture » et « transport », mais non celle « d'injection » et « transport », alors même qu'historiquement l'une des fonctions majeures d'un réseau de transport est de permettre l'injection d'électricité par les installations de production tandis que celle de fourniture des très grands consommateurs industriels est annexe, ne peut s'expliquer que par le fait que les activités de production et de transport n'ont jamais été confondues dans les régimes de monopole intégré. Ainsi, même en France, l'activité de production d'électricité qui n'a été que partiellement placée en monopole. Si donc la directive 2009/72/CE distingue aussi nettement « distribution » et « fourniture », cela n'implique pas que le réseau de distribution se distingue du réseau de transport par sa finalité, à savoir le transport aux fins de fourniture à des clients, tandis que le réseau de

¹⁴⁵¹ Rubio (A-E) et Barthélemy (C), « L'arrêt Valsophia et les réseaux fermés de distribution », *RFDA*, 2017, p.445.

¹⁴⁵² Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2

transport aurait pour finalité le transport de l'électricité injectée, mais pour des raisons « pédagogiques » historiquement justifiées.

1713. À l'appui de cet argument vient en outre le fait que les fonctions des deux types de réseau se recoupent partiellement, puisque le réseau de transport sert à la fourniture d'électricité des très grands consommateurs industriels et que les petits sites de production injectent directement sur le réseau de distribution. La distinction entre réseau de transport et réseau de distribution ne se fonde donc pas sur leurs finalités – injection ou fourniture –, mais uniquement sur le domaine de tension, ce que la Cour de justice avait d'ailleurs expressément rappelé dans l'affaire *Citiworks*¹⁴⁵³.

1714. La Cour d'appel de Paris aurait donc effectué un contresens en déduisant de la lecture de la directive 2009/72/CE qu'« *un réseau de distribution d'électricité se définit donc à la fois par ses caractéristiques techniques – la capacité à assurer le transport de l'électricité – et par sa finalité – le transport aux fins de fourniture à des clients* », et en en inférant une différence de traitement entre producteurs et consommateurs. La Cour aurait donc dû soit juger illégal le raccordement indirect des producteurs comme des consommateurs, dans le sens inverse de l'arrêt de la Cour de Cassation du 12 juin 2012, soit confirmer la légalité du raccordement indirect des consommateurs.

1715. Ensuite, cet arrêt pose la question de son lien avec la notion de « réseau de privé de distribution » consacré en droit interne par une délibération de la CRE du 25 avril 2013. Celle-ci dispose en effet que, au sens de sa délibération, « *le réseau auquel est raccordé ou doit être raccordé une installation de production indirectement raccordée à un réseau public de distribution d'électricité est qualifié de réseau privé de distribution d'électricité* »¹⁴⁵⁴. La reconnaissance de cette notion, que la Cour ne relève pas dans son arrêt, pose deux problèmes.

Tout d'abord, l'un des points centraux du raisonnement de la Cour est que le droit français ne connaît que les réseaux publics de distribution, d'où elle induit que, l'article 24 de la directive 2009/72/CE ne distinguant pas entre réseaux publics et réseaux privés lorsqu'elle impose aux Etats membres de désigner ou faire désigner un ou plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution, l'article L.111-52 du code de l'énergie est exclusif de l'existence d'autres gestionnaires de réseaux de distribution.

Ensuite, cette délibération qualifie de « réseau privé de distribution » les réseaux permettant le raccordement d'installations de production, en contradiction avec la thèse initiée par l'arrêt de la Cour de Cassation du 12 juin 2012 et reprise et développée par l'arrêt de la Cour d'appel de

¹⁴⁵³ CJUE, 22 mai 2008, *Citiworks*, C-439/06, point 48.

¹⁴⁵⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2013 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre.

Paris du 12 janvier 2017, qui limite cette notion aux réseaux ayant pour finalité la fourniture d'électricité.

b) Une jurisprudence en contradiction avec le droit de l'énergie

1716. Comme l'ont avancé certains commentateurs, la décision de la Cour d'appel de Paris résulterait également d'une interprétation erronée du droit français.

1717. En effet, la Cour constate tout d'abord que l'article 24 de la directive 2009/72/CE, qui dispose que «*les Etats membres désignent, ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner, pour une durée à déterminer par les Etats membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution*», n'a été transposé en droit français que par l'article L.111-52 du code de l'énergie, qui désigne comme gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité Enedis et les ELD, et que le droit français ne connaît pas la notion de «*réseau privé de distribution*». Elle constate ensuite qu'il résulte de la jurisprudence de la CJUE qu'un réseau de distribution d'électricité n'échappe au champ d'application de cette directive ni en raison de sa taille ni au motif que l'exploitation de ce réseau ne serait qu'une activité accessoire¹⁴⁵⁵. Partant de ces deux prémisses, elle conclut qu'«*à l'exception des réseaux répondant à la notion de « ligne directe » (...), toute personne physique ou morale qui exploite un réseau de distribution d'électricité doit être désignée en tant que gestionnaire de ce réseau*». En conséquence de quoi, «*l'article L. 111-52 du code de l'énergie, bien qu'il vise les « réseaux publics d'électricité », doit être interprété comme s'appliquant, non pas aux seuls réseaux qui sont la propriété de l'Etat, de collectivités territoriales ou d'entreprises publiques, mais à toutes les installations électriques situées sur le territoire français qui répondent à la définition de réseau de distribution d'électricité*».

1718. Or, selon une autre analyse¹⁴⁵⁶, si le droit français ne connaît effectivement pas la notion de «*réseau privé de distribution*», il l'admet implicitement. Il est vrai que depuis la loi du 15 juin 1906, Enedis et les ELD disposent d'un monopole pour construire, développer et entretenir les réseaux de distribution publique qui leur sont confiés par les autorités concédantes. Cependant, ce monopole ne porte que sur la distribution «*publique*» d'énergie, dont la gestion est organisée par l'article L.111-52 du code de l'énergie, et n'exclut pas l'existence d'une distribution «*privée*» d'énergie. Il n'a donc pas pour objet ni pour effet

¹⁴⁵⁵ CJUE, 22 mai 2008, *Citiworks*, C-439/06, points 47 à 53.

¹⁴⁵⁶ Rubio (A-E) et Barthélemy (C), «*L'arrêt Valsophia et les réseaux fermés de distribution*», *RFDA*, 2017, p.445.

d'imposer le raccordement direct de tout consommateur final d'électricité. Deux arguments sont avancés en ce sens¹⁴⁵⁷.

1719. D'abord, le fait que l'article premier du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale¹⁴⁵⁸ établi sous le régime de l'intégration des activités de transport, de distribution et de fourniture disposait que la concession avait notamment pour objet la fourniture des « clients directs », ce qui impliquait nécessairement l'existence de « clients indirects » à laquelle le monopole ne s'appliquait pas.

Ensuite, le fait que depuis la libéralisation du secteur de l'électricité, le principe est la liberté et l'interdiction l'exception. Il faut donc induire de ce que le monopole ne porte en France que sur la distribution « publique » d'énergie non un principe d'exclusion de l'existence d'une distribution « privée » mais bien un principe de limitation dudit monopole.

Suivant cette analyse, l'interprétation du droit français faite à la lumière du droit européen par la Cour d'appel de Paris aboutirait à dénaturer l'article L.111-52 du code de l'énergie en lui donnant un champ d'application qui excéderait celui qui était celui des concessions de distribution publique depuis la loi du 15 juin 1906. Cela permet en outre de comprendre pourquoi ni la jurisprudence, ni la doctrine administrative, notamment celle de la CRE, n'avaient contesté le principe de l'existence de réseaux privés de distribution dans les schémas de raccordement indirect.

1720. La LTECV semble aller dans ce sens. Son article 157 ajoute ainsi un article L.341-4-2 au code de l'énergie, qui a pour objet d'octroyer une réduction du TURPE aux industriels électro-intensifs au profil de consommation stable ou anticyclique. Or, cet article dispose que les bénéficiaires de cette réduction sont « *les consommateurs finals raccordés directement au réseau de transport* », ce qui implique que, a contrario, des consommateurs finals peuvent être légalement indirectement raccordés.

1721. De manière plus claire encore, l'article D.341-12 du code de l'énergie, créé par le décret du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, régit l'application de cette réduction « *pour les sites directement raccordés* » au réseau public de transport ou à un ouvrage de tension supérieure ou égale à 50 kilovolts d'un réseau de distribution d'électricité aux services publics et « *sur l'installation intérieure desquels est raccordé au moins un autre site de consommation ou de production ou une installation de production d'électricité valorisée sur le marché équipé d'un dispositif de comptage géré par le gestionnaire du réseau concerné* ». À cet égard, il dispose que « *le taux de réduction applicable à la facture du site directement raccordé au réseau est égal à la*

¹⁴⁵⁷ Voir également Vilain (S) et Barthélemy (C), « Quel monopole la prohibition de la « rétrocession » d'électricité protège-t-elle ? », *RFDA*, 2013, p.305.

¹⁴⁵⁸ Décret du 23 décembre 1994 approuvant le cahier des charges type de la concession à Electricité de France du réseau d'alimentation générale en énergie électrique.

moyenne des taux de réduction applicables à chaque site indirectement raccordé et au site directement raccordé pondérée par la quote-part de l'énergie soutirée sur le réseau d'électricité par chacun d'entre eux durant l'année précédente ». Également, l'article D.341-12-1, créé par le même décret, organise la demande du bénéfice de cette réduction dans le cas d'« un site sur l'installation intérieure duquel sont raccordés un ou plusieurs sites dont les consommations ne sont pas mesurées par un dispositif de comptage géré par le gestionnaire du réseau concerné ».

1722. Enfin, le cadre défini par les cahiers des charges de certains appels d'offres « autoconsommation » laisse ouverte la question de la possibilité de constituer des réseaux privés de distribution comme support des opérations d'autoconsommation collectives. En effet, cette possibilité était exclue dans le cadre du premier appel d'offres « autoconsommation », le ministre chargé de l'énergie ayant indiqué que la condition de raccordement du producteur et du consommateur associé sur un même départ basse tension interdisait le raccordement de l'un seul des deux et le raccordement indirect de l'autre¹⁴⁵⁹. En revanche, dès lors que cette condition de raccordement au même départ basse tension n'est pas reprise par les cahiers des charges des appels d'offres « autoconsommation » suivants, le ministre chargé de l'énergie a admis, ou du moins n'a pas contesté, que le consommateur puisse être raccordé indirectement au réseau public, via les installations du producteur¹⁴⁶⁰.

1723. Il est manifeste à la lecture de ces dispositions que le législateur comme le pouvoir réglementaire n'ont pas entendu exclure la possibilité du raccordement indirect ni des installations de production ni des installations de consommation. Le fait que ces dispositions portent sur des installations raccordées au réseau public de transport n'implique pas une différence de traitement selon que les sites de consommation sont indirectement raccordés au réseau public de transport ou au réseau public de distribution, la limitation des articles D.341-12 et D.341-12-1 du code de l'énergie aux sites indirectement raccordés aux réseaux publics de transport n'étant due qu'à la puissance souscrite¹⁴⁶¹. En l'absence de prohibition expresse par la loi, il faut au contraire induire de la légalité du raccordement indirect d'installations de consommation au réseau public de transport la légalité de leur raccordement indirect au réseau public de distribution.

1724. En tout état de cause, la prohibition des réseaux privés de distribution dans l'acceptation retenue dans l'arrêt *Valsophia* du 12 janvier 2017 est d'elle-même incompatible

¹⁴⁵⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 24 janvier 2017, Q107 [22/12/2016].

¹⁴⁶⁰ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q4 [11/01/2017].

¹⁴⁶¹JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 18 février 2015, p. 1998.

avec l'état du droit issu de la LTECV et du décret du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité. En effet, la définition du « réseau de distribution » que la Cour d'appel de Paris a tiré de l'analyse de la directive 2009/72/CE, à savoir le fait qu'« *un réseau de distribution d'électricité se définit donc à la fois par ses caractéristiques techniques – la capacité à assurer le transport de l'électricité – et par sa finalité – le transport aux fins de fourniture à des clients* », amène à qualifier de « réseau privé de distribution » le raccordement indirect d'un site de consommation au réseau de transport, ce qui est précisément autorisé implicitement par l'article L.341-4-2 et explicitement par les articles D.341-12 et D.341-12-1 du code de l'énergie.

1725. L'ordonnancement juridique français comprend aujourd'hui donc une contradiction entre le code de l'énergie, qui admet explicitement dans sa partie réglementaire la possibilité d'un raccordement indirect de sites de consommation au réseau public de transport, et la jurisprudence de la Cour d'appel, qui développe un raisonnement qui amène à déclarer illégal, en l'état actuel du droit, ce type de raccordement.

1726. Compte tenu de ces éléments, la question se pose légitimement de savoir si la jurisprudence *Valsophia* entre en contradiction avec l'effet que le législateur a voulu donner aux dispositions du régime de l'autoconsommation collective.

1727. S'il est manifeste que l'intention du législateur et du pouvoir réglementaire n'était pas d'interdire le raccordement indirect de consommateurs finals au réseau public de distribution, il semble en revanche que son intention n'était pas pour autant de favoriser le développement de réseaux privés de distribution dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective. Formellement, la rédaction de l'article L.315-2 du code de l'énergie n'est pas en elle-même incompatible avec la création d'un réseau privé de distribution dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective. Cet article dispose en effet seulement que les points de soutirage et d'injection des producteurs et consommateurs doivent être « *situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension* », sans comporter de prescription sur le mode de raccordement lui-même. Même lue à la lumière de l'arrêt *Valsophia* du 12 janvier 2017, cette rédaction laisse ouverte la possibilité d'un raccordement indirect du producteur, la Cour d'appel de Paris ne qualifiant pas le réseau privé ainsi constitué de « réseau privé de distribution ». Cette rédaction ne permet cependant pas de supposer que l'intention du législateur ait été de ménager la possibilité d'opérations d'autoconsommation collective incluant des réseaux privés de distribution. En effet, la rédaction en vigueur de l'article L.315-2 du code de l'énergie est due à une modification de celle issue de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, qui disposait que les points de soutirage et d'injection des producteurs et consommateurs devaient être « *situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution* », ce qui est incompatible avec un raccordement indirect au réseau public de distribution des producteurs ou des consommateurs. Or, l'amendement de cette disposition n'a nullement eu pour objet de permettre la constitution

de réseaux privés de distribution dans le cadre de l'autoconsommation collective, mais avait un tout autre objectif, celui de remédier au défaut d'imprécision de la notion d' « antenne basse tension », qui n'est pas définie dans les textes réglementaires et ne fait pas partie de la terminologie communément utilisée par les gestionnaires de réseaux¹⁴⁶².

B) Une incertitude réduite par la clarification du statut d'une partie des réseaux privés de distribution existants

1728. Si la jurisprudence est marquée par une grande instabilité sur la question de la légalité des réseaux privés de distribution, en revanche le législateur a souhaité tirer profit des possibilités ouvertes par le droit de l'Union européenne pour favoriser l'autoconsommation hors des réseaux publics dans certains cas, en mettant en place un cadre juridique autorisant les « réseaux fermés de distribution » (1). D'autre part, il existe par ailleurs un dernier régime de réseau privé, mais en pratique d'application extrêmement résiduelle, celui de la « ligne directe » (2).

1) Des réseaux fermés de distribution dotés d'un régime spécifique

1729. La notion de « réseau fermé d'électricité » est une notion de droit communautaire visant à permettre l'exonération des gestionnaires de ces réseaux de certaines obligations jugées disproportionnées¹⁴⁶³ tout en garantissant, conformément à la jurisprudence de la Cour de justice¹⁴⁶⁴, le libre accès des fournisseurs et des consommateurs aux réseaux de transport ou de distribution d'électricité. L'article 28 de la directive 2009/72/CE dispose ainsi que « *les Etats 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 (...) n'approvisionne pas de clients résidentiels* ». Cette possibilité est limitée à deux cas. Le premier est celui où « *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* ». Le second est celui où « *ce réseau fournit de l'électricité essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire du réseau, ou aux entreprises qui leurs sont liées* ». Seule exception prévue à l'interdiction d'approvisionner des clients résidentiels, est autorisé « *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*

¹⁴⁶² Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques, déposé le 11 janvier 2017, p. 29 et 30.

¹⁴⁶³ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 30.

¹⁴⁶⁴ CJCE, 22 mai 2008, *Citiworks AG*, C-439/06.

situés dans la zone desservie par le réseau fermé de distribution ». La qualification de réseau fermé de distribution permet notamment d'exempter le gestionnaire des obligations de faire approuver par l'autorité de régulation les tarifs de distribution et de recourir à des procédures de mise en concurrence pour se procurer l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau.

1730. En pratique, ces dispositions ont été introduites en vue de correspondre aux besoins de sites « *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* »¹⁴⁶⁵.

1731. La LTECV a, à son article 167, 13°, habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance, dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, toute mesure relevant du domaine de la loi afin de transposer dans le droit interne ce régime juridique. Un premier objectif était de favoriser par ce moyen l'autoconsommation collective dans certaines situations susceptibles de recourir à ce statut, tout en garantissant l'équilibre global du système électrique et le respect des principes structurants de péréquation tarifaire et de solidarité territoriale¹⁴⁶⁶. Il s'agissait également de donner un statut clair aux « *nombreuses initiatives en matière de réseaux fermés* », afin de résoudre le problème posé par l'incertitude juridique en ce domaine. En effet, il existait à la date d'entrée en vigueur de ce régime juridique 200 réseaux fermés dotés de dispositifs de décompte reliant des installations de natures très diverses, notamment des centres commerciaux, des bâtiments tertiaires, des zones industrielles, des infrastructures de transports (aéroports, ports, gares), des campings et résidence étudiante, et 400 réseaux fermés sans dispositifs de décompte¹⁴⁶⁷.

1732. Ce cadre juridique a été mis en place par l'ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 relative aux réseaux fermés de distribution, et codifié aux articles L.344-1 à L.344-13 du code de l'énergie.

1733. Conformément aux limites prévues par la directive 2009/72/CE, la définition du « réseau fermé de distribution » donnée par l'article L.344-1 du code de l'énergie est restrictive. Il s'agit d'« *un réseau de distribution qui achemine de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité et qui alimente un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services* », étant précisé que ses utilisateurs soutirent ou injectent de l'électricité directement sur ce réseau. Ce réseau doit avoir pour fonction soit une intégration des opérations ou du

¹⁴⁶⁵ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 30.

¹⁴⁶⁶ JORF, Sénat, Session ordinaire de 2014-2015, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 18 février 2015, p. 2008.

¹⁴⁶⁷ Fiche d'impact du projet d'ordonnance relatif aux réseaux fermés de distribution.

processus de production des utilisateurs justifiée par des raisons spécifiques ayant trait à leur technique ou à leur sécurité, soit la distribution d'électricité « *essentiellement au propriétaire ou au gestionnaire de réseau ou à des entreprises qui leur sont liées au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce* ». L'article L.344-2 du code de l'énergie prévoit toutefois que, à titre accessoire, le réseau peut distribuer de l'électricité à des clients résidentiels « *s'ils sont employés par le propriétaire du réseau ou associés à lui de façon similaire et s'ils résident dans la zone desservie par le réseau* ».

1734. Le caractère restrictif de la notion de réseau fermé de distribution pose en pratique la question des réseaux privés qui ne remplissent pas les conditions exigées pour intégrer ce statut. Cela concerne notamment les réseaux privés de distribution desservant des sites résidentiels consommateurs indirectement raccordés au réseau public de distribution, et devenus depuis l'arrêt de la Cour d'appel de Paris du 12 janvier 2017 rétroactivement illégaux¹⁴⁶⁸. Or, le périmètre de l'ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 est actuellement limité par la rédaction de l'habilitation donnée par l'article 167 de la LTECV, qui prévoit uniquement une transposition de l'article 24 de la directive 2009/72/CE.

1735. Afin d'apporter une solution à la contradiction existante entre la jurisprudence et la réglementation sur la légalité du raccordement indirect de sites consommateurs au réseau public de distribution hors du cadre des réseaux fermés de distribution, il serait possible, bien que cela ne semble pas être la voie envisagée par le législateur, de compléter le cadre actuel par la mise en place, à côté du régime spécifique aux réseaux fermés de distribution, d'un régime permettant le développement de réseaux privés de distribution dans certaines hypothèses. À titre de comparaison, la création de tels réseaux fermés de distribution est autorisée par le droit allemand, en vertu de l'article 33a, 2^e, de la loi EEG, qui permet à un ou plusieurs producteurs d'électricité renouvelable de fournir un ou plusieurs consommateurs situés à proximité géographique immédiate sans recourir au réseau public¹⁴⁶⁹. Le droit du consommateur de choisir son fournisseur est assuré dans ce modèle par une prestation de compte en décompte, qui permet de décompter l'énergie soutirée par les consommateurs raccordés à l'installation de production mais ne participant à l'opération d'autoconsommation collective. Cela permettrait ainsi la mise en place d'un schéma de raccordement similaire à celui proposé par la société Valsophia¹⁴⁷⁰.

2) Le cas particulier des lignes directes

¹⁴⁶⁸ Rubio (A-E) et Barthélemy (C), « L'arrêt Valsophia et les réseaux fermés de distribution », *RFDA*, 2017, p.445.

¹⁴⁶⁹ OFATE, Traduction, *Documentation de la Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG) sur la consommation directe d'électricité photovoltaïque par des tiers*, juin 2015.

¹⁴⁷⁰ HEPSUL, *Note comparative de solutions de comptage pour l'autoconsommation collective de la production photovoltaïque*, octobre 2015.

1736. Un dernier schéma de raccordement lié à l'autoconsommation, celui de la « ligne directe », doit être exposé, essentiellement pour mémoire en raison des conditions très restrictives qui encadrent son déploiement et empêchent qu'il puisse être un support important du développement de la production d'électricité renouvelable.

1737. Comme le réseau fermé de distribution, la notion de « ligne directe » est une notion transposée du droit communautaire. La directive 2009/72/CE définit à son article 2 la « ligne directe » comme « *une ligne d'électricité reliant un site de production isolé à un client isolé* » ou « *une ligne d'électricité reliant un producteur d'électricité et une entreprise de fourniture d'électricité pour approvisionner directement leurs propres établissements, filiales et clients éligibles* ».

1738. Par ailleurs, l'article 34 de la directive prévoit que « *les Etats membres prennent les mesures nécessaires pour permettre à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité établis 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 par un producteur et des entreprises de fourniture* ». Contrairement au réseau fermé de distribution, la transposition de la notion de ligne directe est donc une obligation.

1739. L'hypothèse envisagée ici par le droit communautaire porte sur un schéma de raccordement bien distinct du raccordement indirect, même si la confusion a pu être faite dans certains raisonnements jurisprudentiels¹⁴⁷¹. Il s'agit de situations dans lesquelles une ligne électrique est tirée pour éviter de construire ou d'utiliser un ouvrage d'un réseau public, afin de relier un site de production d'énergie isolé à un ou plusieurs sites de consommation, liés par un contrat de fourniture. À la différence d'un site indirectement raccordé ou d'un réseau fermé de distribution, ces sites ne sont donc pas raccordés, même indirectement, au réseau public de transport ou de distribution.

1740. Cette notion a été transposée, de manière restrictive, en droit interne aux articles L.343-1 à 6 du code de l'énergie. Ainsi, L'article L.343-1 de ce code dispose que la construction de lignes directes « *complémentaires aux réseaux publics de transport et de distribution* » est autorisée par l'autorité administrative, afin d'assurer l'effectivité de la liberté de choix du fournisseur.

1741. Cette condition de complémentarité, absente de la directive 2009/72/CE, est issue de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996, qui définissait la ligne directe comme étant « *une ligne d'électricité complémentaire au réseau interconnecté* » sans en préciser les critères. Cette condition a été transposée dans le cadre juridique relatif aux lignes directes mis

¹⁴⁷¹ Cour d'appel de Paris, 12 janvier 2017, *Valsophia*, n° 2015/15157.

en place par l'article 24 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et a été conservée par l'ordonnance de codification du droit de l'énergie du 9 mai 2011, bien que les directives successives 2003/54/CE et 2009/72/CE ne l'aient pas reprise.

1742. En outre, l'autorité administrative peut refuser cette autorisation, après avis de la CRE, « *si l'octroi de cette autorisation est incompatible avec des impératifs d'intérêt général ou le bon accomplissement des missions de service public* ».

1743. La difficulté principale tient à l'interprétation de la notion de complémentarité de la ligne directe, qui constitue en droit français un critère déterminant pour l'octroi de l'autorisation. La CRE a tranché cette incertitude dans une délibération du 10 décembre 2014¹⁴⁷², dans laquelle elle indique que « *la complémentarité présente avant tout un caractère technique et doit s'entendre comme la non-redondance de la ligne directe avec les réseaux publics d'électricité existants ou en cours de réalisation, tant que ces derniers permettent d'assurer, dans des conditions équivalentes ou meilleures au regard du fonctionnement du service public de l'électricité, une qualité de service satisfaisante* ». Elle écarte ainsi une interprétation concurrente, qui analysait la complémentarité en termes de bénéfice environnemental et de développement durable, en se fondant sur les objectifs du service public de l'électricité définis à l'article L. 121-1 du code de l'énergie, notamment la contribution « *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* », ainsi qu'en termes de réduction des coûts de développement du réseau public et de sécurité d'approvisionnement.

1744. Il est donc nécessaire de démontrer l'impossibilité ou la grande difficulté pour le réseau public existant de répondre dans des conditions équivalentes à celles d'une ligne directe aux objectifs poursuivis pour justifier de cette complémentarité. En pratique, cette solution est donc très peu utilisée à ce jour.

II/ Un régime intrinsèquement complexe

1745. Dans une perspective téléologique, le cadre juridique de l'autoconsommation doit être analysé en fonction de son adéquation avec les objectifs poursuivis à travers sa mise en place.

1746. Les deux principales conditions de l'efficacité d'un cadre juridique visant à favoriser le développement de l'autoconsommation sont, comme l'a rappelé la Commission

¹⁴⁷² Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 10 décembre 2014 portant avis sur la demande d'autorisation de construction d'une ligne directe entre l'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères de Gerland située à Lyon et le Métro du réseau de Transports en Commun Lyonnais.

des affaires économiques de l'Assemblée nationale dans le cadre du processus législatif de la loi de finances pour 2017¹⁴⁷³, une visibilité et une stabilité suffisante pour permettre la réalisation des investissements nécessaires, ainsi qu'une certaine simplicité, afin de ne pas décourager le recours à l'autoconsommation. Si le caractère de stabilité est externe au cadre juridique lui-même, en ce sens qu'il n'est pas une de ses caractéristiques propres, celui de simplicité lui est interne, car il touche à sa structure et à son contenu matériel.

1747. Or, l'examen de la structure et du contenu du cadre juridique progressivement mis en place depuis l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité montre certes une volonté constante d'alléger les obligations pesant sur les parties prenantes aux opérations d'autoconsommation. Toutefois, le cadre juridique mis en place se caractérise, d'une part, par une certaine complexité quant à son contenu (A), et, d'autre part, par une structure complexe du fait de la coexistence d'un double ensemble de normes (B).

A) Un régime de l'autoconsommation collective au fonctionnement complexe

1748. L'article 119 de la LTECV a habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin de mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique, « *comportant notamment la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation* ». De manière plus précise, parmi les points nécessitant des modifications législatives, l'étude d'impact de la loi envisageait notamment « *la création d'un statut d'autoconsommateur/autoproducteur* ».

1749. Ce statut, mis en place par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et loi de ratification n° 2017-227 du 24 février 2017, se caractérise par une complexité certaine sur deux points de l'autoconsommation collective, celui du statut de la vente d'électricité et du statut du producteur (1) et celui du schéma contractuel (2).

1) Un régime fondé sur des notions aux définitions ambiguës

1750. La rédaction de l'article L.315-2 du code de l'énergie est ambiguë à l'égard de la nature juridique du transfert d'électricité dans le cadre de l'autoconsommation collective. Deux questions se croisent dans l'analyse de cet article, celle du statut de fournisseur du

¹⁴⁷³ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2017, tome 5.

producteur participant à une opération d'autoconsommation et celle de la place de l'activité d'achat pour revente dans ce type d'opération.

a) La question du statut de l'activité du producteur

1751. La première question qui se pose est celle du statut de l'activité du producteur. En effet, cet article définit l'opération d'autoconsommation collective par la manière dont la « fourniture d'électricité » est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals.

1752. Le choix des termes de « fourniture d'électricité » dans l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité a fait l'objet d'une opposition de la CRE, qui indiquait dans son avis que « *dès lors qu'elle ne donne pas lieu à une activité d'achat pour revente, l'autoconsommation collective ne devrait pas constituer une activité de fourniture, au sens des articles L.333-1 et suivants du code de l'énergie* »¹⁴⁷⁴. Allant dans le même sens, la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale estimait également cette qualification inadéquate, en raison des obligations imposées par le régime juridique de la fourniture d'électricité. Elle jugeait ces obligations inadaptées aux opérations d'autoconsommation, notamment celle de mettre en œuvre la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » ou celle de participer au marché de capacité¹⁴⁷⁵.

1753. Le régime du contrat de fourniture se distingue en effet de la simple vente d'électricité par les obligations que le code de l'énergie et le code de la consommation y attachent. Celles-ci sont de plusieurs ordres.

1754. Aux termes de l'article L.335-1 du code de l'énergie, pèsent tout d'abord sur le fournisseur les obligations liées au fonctionnement du mécanisme de capacité. L'article L.121-5 du code de l'énergie assigne ensuite aux fournisseurs la mise en œuvre de la tarification spéciale dite " produit de première nécessité ", détaillée à l'article L.337-3 de ce code. Enfin, l'article L.332-1 du code de l'énergie applique « *aux contrats conclus entre les 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* » les articles L.224-1 à 16 du code de la consommation. Aux termes de ces dispositions, le fournisseur est notamment tenu de gérer l'accès au réseau de distribution au nom et pour le compte du consommateur.

¹⁴⁷⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité.

¹⁴⁷⁵ Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi de finances pour 2017, p. 31.

1755. Ce choix du législateur peut s'expliquer par la nature des acheteurs de l'électricité. L'article L.315-2 du code de l'énergie impose en effet que l'énergie vendue dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective fournisse « un ou plusieurs consommateurs finals ». En raison de cette destination, c'est bien le contrat de fourniture qui semble s'imposer. De fait, comme l'indique la CRE, le fournisseur est une « *personne morale, titulaire d'une autorisation qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée* »¹⁴⁷⁶. En effet, suivant l'article L.3331-1 du code de l'énergie, « *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*».

1756. Toutefois, le législateur n'a pas appliqué à l'autoconsommation collective l'ensemble du régime contraignant applicable aux fournisseurs, à la suite d'une recommandation de la CRE, qui estimait que ces obligations sont inadaptées à la taille et aux finalités de l'opération, ainsi qu'à la nature des acteurs concernés¹⁴⁷⁷. Ainsi l'article L.315-2 du code de l'énergie dispose que « *le chapitre V du titre III du présent livre, la mise en œuvre de la tarification spéciale dite " produit de première nécessité " prévue aux articles L. 121-5 et L. 337-3 du présent code et la section 1 du chapitre IV du titre II du livre II du code de la consommation ne sont pas applicables aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective*», ce qui a pour effet d'exclure l'application à ces opérations des différentes obligations s'appliquant aux fournisseurs d'électricité.

b) La question de la place de l'activité d'achat pour revente

1757. La seconde question qui se pose est relative à la place de l'activité de l'achat pour revente dans le cadre de l'autoconsommation.

1758. Suivant l'interprétation de la CRE, l'autoconsommation collective ne donne pas lieu à une activité d'achat pour revente, dès lors que le producteur se limite à vendre l'énergie qu'il produit sans assurer le complément d'alimentation du ou des consommateurs. Notant cependant que « *dans certaines situations d'autoconsommation collective, il n'est pas exclu que l'opération puisse consister en une activité d'achat pour revente* »¹⁴⁷⁸, la CRE préconisait malgré tout de ne pas appliquer aux parties concernées, dans cette hypothèse, le régime contraignant applicable aux fournisseurs.

¹⁴⁷⁶ CRE, Glossaire.

¹⁴⁷⁷ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, sur le projet de loi n° 4122, p. 30.

¹⁴⁷⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité.

1759. Si le législateur a fait suite à cette recommandation, la rédaction de l'article L.315-2 du code de l'énergie maintient l'application « *aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective* » du régime d'autorisation administrative encadrant l'activité d'achat pour revente, que la Commission des affaires économiques du Sénat prévoyait de supprimer¹⁴⁷⁹.

1760. Cependant, la lecture des débats montre que ce maintien ne visait nullement à signifier que l'autoconsommation collective doive être qualifiée par elle-même d'activité « d'achat pour revente » au sens de l'article L.333-1 du code de l'énergie. Au contraire, il est clair que cette hypothèse était a priori exclue, puisque c'est bien l'électricité produite par les producteurs parties prenantes de l'opération qui est consommée par les consommateurs associés. En revanche, le Sénat a estimé que le maintien du régime de l'autorisation administrative était nécessaire afin de prendre en compte l'hypothèse où un membre de l'opération d'autoconsommation collective se fournit pour partie auprès d'un tiers. Le maintien de cette disposition vise à éviter qu'une dispense d'autorisation d'achat pour revente bénéficiant aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective ne leur permette de contourner facilement ce dispositif d'autorisation, en détournant l'autoconsommation collective de sa finalité et en la transformant en une simple activité de fourniture qui ne comprendrait qu'une autoproduction symbolique¹⁴⁸⁰.

2) Un cadre de l'autoconsommation collective au schéma contractuel complexe

1761. Le cadre juridique de l'autoconsommation collective mis en place par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et la loi de ratification n° 2017-227 du 24 février 2017 prévoit un schéma contractuel complexe entre cinq types d'acteurs : le ou les producteurs, le ou les consommateurs, la personne morale formée par les parties prenantes à l'opération, le gestionnaire de réseau compétent et le ou les fournisseurs. La complexité de ce cadre contractuel complexe est le corollaire de la possibilité, sinon de l'obligation, pour les producteurs et les consommateurs de se raccorder directement au réseau public de distribution.

1762. Un premier lien contractuel lie les producteurs aux consommateurs dans le cadre de l'opération d'autoconsommation. Il s'agit d'un contrat de fourniture¹⁴⁸¹, de droit

¹⁴⁷⁹ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat, sur le projet de loi n° 4122, p. 30.

¹⁴⁸⁰ Sénat, JORF, Session ordinaire de 2016-2017, Compte rendu intégral, Séance du mardi 24 janvier 2017, p. 771.

¹⁴⁸¹ Code de l'énergie, article L.315-2.

privé. Le tarif d'achat est donc fixé de manière contractuelle entre le producteur et le consommateur.

1763. Un deuxième lien contractuel lie la personne morale organisatrice de l'opération d'autoconsommation et le gestionnaire du réseau public de distribution.

1764. En effet, aux termes de l'article L.315-2 du code de l'énergie, les parties prenantes à l'opération d'autoconsommation collective doivent en premier lieu créer une personne morale, laquelle est chargée d'assurer la coordination entre les échanges au sein de l'opération d'autoconsommation et le gestionnaire du réseau public de distribution. Le fait que la loi ne mentionne qu'une « personne morale », sans plus de précision, permet, suivant les recommandations de la CRE, un large éventail de types de relations contractuelles. Ce panel de possibilités recouvre par exemple les associations, coopératives, ou encore les syndicats de copropriétaires, et vise ainsi à ne pas empêcher à l'avenir l'application de futures évolutions dans les relations contractuelles existantes¹⁴⁸².

1765. Cette personne morale est chargée, suivant l'article L.315-4 du code de l'énergie, d'indiquer au gestionnaire de réseau public de distribution compétent la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finals concernés. Le décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité précise le mode de transmission de la répartition de la production au gestionnaire de réseau. L'article D.315-6 du code de l'énergie dispose ainsi que, pour chaque pas de mesure, la personne morale lui indique le coefficient de répartition de la production associée à chaque consommateur final participant à l'opération, ou, le cas échéant, leur méthode de calcul. À défaut de la transmission de ces informations, il est prévu que la répartition se fasse au prorata de la consommation, dans la limite de la quantité d'électricité consommée par chaque partie prenante. L'article D.315-4 du code de l'énergie prévoit ensuite que le gestionnaire de réseau calcule pour chaque pas de mesure la production affectée à chaque consommateur final. En conséquence, aux termes de l'article D.315-9 du même code, la personne morale organisatrice de l'opération d'autoconsommation est tenue de conclure avec le gestionnaire du réseau public de distribution concerné un contrat afin d'organiser ces relations.

1766. Un troisième lien contractuel lie chaque producteur ou consommateur partie prenante à l'opération avec le gestionnaire du réseau public de distribution, généralement Enedis. Le type de contrat dépend alors de la puissance soutirée à la consommation et de la puissance de production de l'installation.

¹⁴⁸² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation.

1767. Un quatrième lien contractuel lie généralement le consommateur final participant à une opération d'autoconsommation collective avec un fournisseur extérieur à l'opération pour compléter son alimentation en électricité.

1768. Dans cette hypothèse, il revient, aux termes de l'article L.315-4 du code de l'énergie, au gestionnaire du réseau public de distribution d'établir la consommation d'électricité relevant dudit fournisseur, en prenant en compte la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finals concernés qui lui a été communiquée par la personne morale.

1769. Un cinquième lien contractuel lie, dans la grande majorité des cas, les parties prenantes à une opération d'autoconsommation collective avec un responsable d'équilibre.

1770. Toutefois, en vue d'établir un équilibre entre la contribution des autoconsommateurs à l'équilibre du réseau et la volonté de ne pas imposer d'obligations disproportionnées aux petits sites, le code de l'énergie, à ses articles L.315-5 et D.315-10, permet aux installations de production d'électricité d'une puissance installée maximale de 3 kilowatts de déroger à l'obligation de conclure un contrat de vente avec un tiers pour le surplus d'électricité non consommée. Cet article L.315-5 prévoit dans ce cas que ce surplus est cédé à titre gratuit au gestionnaire de réseau et est rattaché au périmètre d'équilibre sur lequel le gestionnaire de réseau impute ses pertes techniques, de manière à ne pas faire peser les effets de cette dérogation sur le reste du système électrique¹⁴⁸³.

1771. Enfin, un sixième lien contractuel peut lier les producteurs participant à une opération d'autoconsommation collective avec des acheteurs du surplus de production revendu sur le marché. Ces contrats sont des contrats de vente d'électricité de droit privé, l'hypothèse d'un contrat d'achat par EDF OA étant écartée par l'arrêt du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts.

B) Un cadre juridique de l'autoconsommation à la lisibilité difficile

1772. Le cadre juridique de l'autoconsommation issu de la LTECV s'est développé de manière duale, en deux ensembles de normes autonomes l'un de l'autre. D'un côté s'applique le cadre juridique de l'autoconsommation défini aux articles L.315-1 à 8 du code de l'énergie, mis en place par l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, modifiée par la loi de ratification du 24 février 2017. D'un

¹⁴⁸³ Rapport n° 285 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat.

l'autre côté s'appliquent les normes définies dans le cadre des appels d'offres « autoconsommation » sur le fondement de l'article L.311-10 du code de l'énergie. Or, si cette dualité ne facilite pas la compréhension du cadre juridique applicable par les acteurs économiques, elle s'explique, paradoxalement, par une volonté des pouvoirs publics de ne pas entraver le développement de l'autoconsommation.

1773. L'autonomie de ces deux régimes d'autoconsommation n'est pas expressément prévue par les dispositions légales encadrant l'autoconsommation, ce qui peut entraîner une certaine incertitude juridique (1). Elle est cependant cohérente avec la finalité de la définition d'un régime spécifique dans le code de l'énergie, qui reste la diffusion de ce mode de production et de consommation (2).

1) Un régime composé de deux ensembles de normes autonomes

1774. L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et la loi de ratification du 24 février 2017 ont distingué et défini les notions d'« opération d'autoconsommation individuelle » et d'« opération d'autoconsommation collective » aux articles L.315-1 et 2 du code de l'énergie. Est ainsi une opération d'autoconsommation individuelle « *le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation* », tandis que l'autoconsommation collective est une opération dans laquelle « *la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension* ».

1775. Cependant, ces définitions de l'autoconsommation individuelle et de l'autoconsommation collective s'entendent au sens du code de l'énergie, et ne sont pas exclusives d'autres formes d'autoconsommation matériellement individuelles ou collectives. En effet, les conditions posées par les cahiers des charges des appels d'offres « autoconsommation » s'écartent fréquemment des définitions des articles L.315-1 et 2 de ce code.

1776. Ainsi, le cahier des charges du deuxième appel d'offres « autoconsommation », du 16 décembre 2016, prévoit la possibilité d'une forme d'autoconsommation collective, en disposant que « *le Producteur s'engage à consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite, ou à contracter pour vendre tout ou partie de l'électricité produite à un ou plusieurs clients sur site. Dans ces deux cas l'électricité sera considérée comme « autoconsommée ».* Le cahier des charges précise que « *pour être considérés comme sur le « même site », les clients (dits « consommateurs associés ») doivent être situés dans le même bâtiment, sur la*

même parcelle cadastrale ou sur un même site d'activité »¹⁴⁸⁴. Ces conditions reprennent celles du premier appel d'offres, du 2 août 2016, à l'exception d'une condition imposant le raccordement du producteur et des consommateurs associés « *au même départ basse tension* ». Or, il semble que la suppression de cette condition, qui n'est pas non plus reprise dans le troisième appel d'offres « *autoconsommation* », du 24 mars 2017¹⁴⁸⁵, autorise l'autoconsommation collective au-delà du raccordement au même départ basse tension, en contradiction avec la définition donnée de l'opération d'autoconsommation collective par le code de l'énergie. En effet, suivant le ministre chargé de l'énergie, la seule condition applicable aux termes de ces cahiers des charges est celle selon laquelle le producteur et le consommateur associés doivent être situés sur le même site¹⁴⁸⁶.

1777. De même, les opérations d'autoconsommation collective au sens des appels d'offres sont caractérisées par l'absence d'obligation de constituer une personne morale, contrairement à ce que prévoit le cadre de l'autoconsommation collective de l'article L.315-2¹⁴⁸⁷.

1778. Enfin il est caractéristique que, dans son avis sur le deuxième appel d'offres « *autoconsommation* », du 16 décembre 2016, la CRE, relevant que le cahier des charges ne prévoit pas les modalités d'intégration au réseau des opérations d'autoconsommation collective, se contente de demander que soit précisé que « *si le producteur est raccordé en basse tension, le(s) consommateur(s) associé(s) doivent être raccordés sur le même départ basse tension* » et que « *si le producteur est raccordé en HTA, le(s) consommateur(s) associé(s) doivent être raccordés sur le même départ HTA* »¹⁴⁸⁸. Or, elle fonde cette recommandation non sur la définition donnée par le code de l'énergie mais sur la nécessité de s'assurer que le synchronisme entre la production et la consommation se traduise par une diminution des injections ou des soutirages nets sur le même élément du réseau. La manière dont cet avis est rendu montre ainsi clairement que la CRE tient pour acquis que les modalités d'intégration au réseau des opérations d'autoconsommation collective posées par les cahiers des charges des appels d'offres sont autonomes de celles prévues par le code de l'énergie, qui

¹⁴⁸⁴ Cahier des charges de l'appel d'offres du 16 décembre 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées.

¹⁴⁸⁵ Cahier des charges de l'appel d'offres du 24 mars 2017 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale.

¹⁴⁸⁶ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q4 [11/01/2017].

¹⁴⁸⁷ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale, 31 août 2017, Q29 [11/08/2017].

¹⁴⁸⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 27 octobre 2016.

excluent le raccordement des parties prenantes à une opération d'autoconsommation collective sur un même départ HTA.

1779. Le développement d'un cadre normatif différent de celui prévu par les articles L.315-1 et suivants du code de l'énergie s'explique par l'analyse que fait l'autorité administrative du rapport entre les dispositions du code de l'énergie relatives à l'autoconsommation et celles des appels d'offres autoconsommation. Elle a ainsi expressément indiqué, dans le cadre des réponses données aux candidats au deuxième appel d'offres, que les deux ensembles de dispositions sont autonomes l'un de l'autre, et que la seule conséquence du non-respect du cadre juridique de l'autoconsommation prévu par le code de l'énergie était l'impossibilité de bénéficier des dispositions prévues par les articles L.315-1 à L.315-8 du même code. En conséquence, les conditions posées par les définitions des articles L.315-1 et 2 du code de l'énergie ne s'appliquent pas si le cahier des charges ne le précise pas¹⁴⁸⁹.

2) Une dualité liée à la finalité du cadre juridique de l'autoconsommation

1780. La CRE s'est prononcée contre cette dichotomie, au moins quant à son contenu, dans sa délibération sur le troisième appel d'offres « autoconsommation ». Elle a ainsi indiqué que, la loi de ratification du 24 février 2017 étant venue définir la notion d'autoconsommation collective en précisant que le producteur et les consommateurs associés doivent être raccordés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension, « *le cahier des charges devrait reprendre exactement les critères d'intégration électrique définis par le législateur* »¹⁴⁹⁰. Cet avis n'a cependant pas été suivi par le ministre chargé de l'énergie, qui a maintenu dans ce troisième appel d'offres un encadrement de l'autoconsommation collective différent de celui de l'article L.315-2 du code de l'énergie.

1781. Cela pose également la question de savoir comment doit s'interpréter l'article L.315-7 du code de l'énergie, qui dispose que « *les exploitants d'installations de production d'électricité participant à une opération d'autoconsommation déclarent ces installations au gestionnaire du réseau public d'électricité compétent, préalablement à leur mise en service* », ainsi que l'article 3 de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à

¹⁴⁸⁹ Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017, Q7 [16/01/2017].

¹⁴⁹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale ».

l'autoconsommation d'électricité, qui prévoit que « *les exploitants d'installations de production d'électricité participant à une opération d'autoconsommation à la date de publication de la présente ordonnance procèdent à la déclaration prévue à l'article L. 315-7 du code de l'énergie avant le 31 mars 2017* ». En effet, ces dispositions peuvent s'interpréter comme imposant à tout exploitant participant déjà à une opération d'autoconsommation, au sens matériel, de se déclarer auprès de RTE ou Enedis, et par conséquent de se conformer au cadre établi aux articles L.315-1 et 2 du code de l'énergie. Ces dispositions peuvent également s'interpréter comme permettant à ces exploitants de « basculer » dans le cadre juridique de l'autoconsommation mis en place s'il y trouve un intérêt et souhaite bénéficier des avantages qui y sont associés, sans pour autant les y contraindre. À la lumière de l'analyse du champ d'application de ce cadre juridique faite par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre des appels d'offres « autoconsommation » cette seconde interprétation semble plus vraisemblable. Une telle lecture permet en outre d'expliquer l'absence de sanction en cas de non-déclaration, à l'inverse de ce qui est prévu par exemple par le régime des lignes directes, lequel a précisément pour objet de limiter à certaines situations ce type d'infrastructure.

1782. Cette application restrictive des notions définies par les dispositions du code de l'énergie relatives à l'autoconsommation peut s'expliquer par l'objectif poursuivi avec la mise en place d'un cadre juridique spécifique. Ainsi que le développe le rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016, ce cadre légal a pour objet de faciliter la diffusion du modèle de l'autoconsommation d'électricité, non de le limiter. Ce cadre légal vise donc à faire bénéficier les opérations d'autoconsommation de certaines dispositions facilitatrices, notamment la non-application aux producteurs de certaines dispositions du régime applicable aux fournisseurs, mais ne doit pas empêcher le développement d'opérations d'autoconsommation en dehors de lui. Une telle analyse de l'économie du régime dual de l'autoconsommation est en outre en pleine cohérence avec l'objectif poursuivi à travers sa mise en place, à savoir la diffusion à grande échelle d'un mode de production et de consommation compatible avec une croissance importante de la part de l'électricité renouvelable dans le système électrique.

Conclusion du chapitre II

1783. Le cadre juridique de l'autoconsommation mis en place entre juillet 2016 et avril 2017 présente un net écart entre la volonté affichée par le législateur d'établir un cadre qui soit à la fois stable, prévisible et simple, et le résultat effectif issu des différents textes adoptés. Ce régime juridique se caractérise en effet par une importante complexité, qui limite son efficacité à faciliter l'introduction dans les réseaux d'une importante production décentralisée d'électricité renouvelable.

1784. En effet, l'économie du régime juridique mis en place est d'une lecture malaisée, dans la mesure où elle est le résultat d'un arbitrage entre plusieurs enjeux. Les enjeux liés au modèle économique de l'autoconsommation sont ainsi structurellement contradictoires avec ceux liés à l'équilibre du financement des réseaux d'électricité, et sont interdépendants avec ceux liés à la maîtrise des coûts de renforcement des réseaux. Si le régime de l'autoconsommation vise sans contexte à faciliter l'introduction de l'électricité renouvelable sur les réseaux en réduisant autant que possible leur usage par les installations de production en cause, le système mis en place pour réaliser cet objectif résulte donc d'un ensemble de compromis qui affectent sa cohérence et limite son efficacité. Le caractère récent du régime de l'autoconsommation et sa situation au croisement d'enjeux eux-mêmes évolutifs, font en outre peser une incertitude forte sur l'évolution à moyen terme des équilibres observables.

1785. Par ailleurs, les pouvoirs publics ont adopté un certain nombre de dispositions visant à faciliter le recours à l'autoconsommation, notamment en n'imposant pas l'ensemble du régime juridique de la fourniture d'électricité aux opérations d'autoconsommation collective et en ne limitant le développement de l'autoconsommation au cadre des opérations défini dans le code de l'énergie. Cependant, l'efficacité de cette politique est en partie limitée par les difficultés d'interprétation et d'application du cadre juridique de l'autoconsommation. Celui-ci est en effet tout d'abord impacté par la jurisprudence relative à la légalité des réseaux privés de distribution, qui limite en grande partie leur usage. Cette jurisprudence, évolutive et très contestée, est en outre source d'une potentielle instabilité jurisprudentielle. D'autre part, la simplicité souhaitée de ce cadre juridique est affectée par le manque de clarté d'un certain nombre de notions juridiques, par sa division entre les normes fixées le régime d'autoconsommation du code de l'énergie et celles fixées dans le cadre des appels d'offres « autoconsommation », et enfin par la complexité contractuelle qui caractérise les opérations d'autoconsommation collective.

CONCLUSION DU TITRE II

1786. L'objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la production d'électricité à l'horizon 2030 fixé la LTECV a amené le législateur et le pouvoir réglementaire à réformer tant la rémunération des installations de production que le modèle de production et de consommation afin d'adapter le système électrique français à cette perspective. En effet, les caractéristiques de la production d'électricité d'origine renouvelable, décentralisée et souvent non commandable, remettent en question des pans importants de ce système, tout d'abord en accentuant les contradictions inhérentes au marché de l'électricité entre les objectifs de sécurité d'approvisionnement et le modèle dit « energy-only-market », ensuite en risquant d'entraîner une hausse importante des coûts d'extension et de renforcement du système de transport et de distribution.

1787. Les mesures adoptées afin de pallier ces deux risques, d'un côté le mécanisme de capacité et de l'autre le régime de l'autoconsommation, ont en retour impacté la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable elle-même.

1788. D'une part, la réforme du mécanisme de capacité français à partir de 2016 est révélatrice de la cohérence et de la constance de la politique énergétique de la Commission. Celle-ci consiste à réintégrer dans le processus d'intégration du marché intérieur l'ensemble des mécanismes institués par les Etats membres en vue de favoriser la production d'électricité renouvelable, précisément en raison de l'incapacité du marché à financer seul ce développement. En effet, dans la mesure où le mécanisme de capacité apporte aux installations de production d'électricité une rémunération supplémentaire qui leur procure un avantage concurrentiel, se pose la question de sa conformité aux règles du marché intérieur. Dans ce contexte, l'extension aux mécanismes de capacité du contrôle de compatibilité avec le marché intérieur a permis à la Commission d'imposer aux autorités françaises un ensemble de réformes techniques du fonctionnement de mécanisme, de manière à minimiser son impact sur le marché de l'électricité.

1789. D'autre part, le régime de l'autoconsommation a été mis en place en vue d'adapter la production et la consommation d'électricité renouvelable aux contraintes de réseau, notamment en utilisant l'effet incitatif des mécanismes de soutien. Cependant, le régime juridique qui a été élaboré est caractérisé par une grande complexité, qui risque de nuire à son efficacité en ne facilitant pas les investissements. En effet, l'objectif de développement de l'autoconsommation fait coexister plusieurs impératifs en partie contradictoires entre eux, liés à la nécessité de mettre en place un modèle économique attractif, à celle de réduire les coûts de renforcement des réseaux et enfin à celle d'équilibrer leur financement entre ses utilisateurs. L'efficacité de ce régime pour développer l'autoconsommation est en partie limitée par l'équilibre entre ces différentes contraintes. Son efficacité est également affectée par la grande complexité juridique qui le caractérise, pour

des raisons tant externes qu'internes, et qui freine les décisions d'investissement dans les opérations d'autoconsommation, notamment collectives.

CONCLUSION DE LA PARTIE II

1790. L'étude des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable montre que ceux-ci ont évolué en vue de permettre des investissements croissants tout en affectant au minimum le fonctionnement du marché de l'électricité. Cependant, ils restent confrontés à deux ensembles d'obstacles, qui rendent l'équilibre de cette réforme, effectuée sur le fondement de la LTECV, intrinsèquement instable.

1791. D'une part, la pérennité du régime actuel est remise en cause par l'évolution que connaît le droit du marché intérieur de l'Union européenne. Il est vrai que les principaux risques juridiques pesant sur la conformité avec le droit primaire des mécanismes de soutien mis en place par la France ont été progressivement écartés par la Cour de justice. Cependant, ces mécanismes sont depuis l'entrée en vigueur des LDAEE 2014 confrontés à la politique dynamique mise en œuvre par la Commission européenne en vue d'imposer un cadre de normes destinées à protéger le processus d'intégration du marché de l'électricité.

1792. La politique que la Commission a développée sur le fondement de sa compétence de contrôle des aides d'Etat remet en effet en cause la marge de manœuvre des pouvoirs publics nationaux dans la définition des modalités de ces mécanismes. L'analyse de l'encadrement des aides d'Etat par les LDAEE 2014 permet de montrer que celui-ci est fondé sur une politique plus transversale de la Commission visant à appliquer dans l'ensemble des politiques de l'Union européenne un « principe d'efficacité », qui implique que l'atteinte des objectifs en matière de production d'électricité renouvelable se fasse au moyen de mécanismes de marché, lesquels assurent théoriquement une allocation optimale des ressources. Or, le droit dérivé de l'Union européenne impose un certain nombre d'« objectifs contraignants » en matière de consommation d'énergie renouvelable, dont la réalisation de ces objectifs implique en pratique la mise en œuvre de régimes de soutien. La conjonction de l'extension à l'ensemble de ces mécanismes de la qualification d'aides d'Etat et de la précision des prescriptions des LDAEE 2014 aboutit ainsi à une situation qualifiable de « quasi-harmonisation » par la Commission des politiques nationales en matière de développement des énergies renouvelables. Ainsi, l'évolution du rapport de force entre les institutions de l'Union européenne en ce domaine, au profit de la Commission et au détriment du législateur communautaire, fait donc peser une incertitude importante sur la possibilité pour les pouvoirs publics français de maintenir le régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable issu de la politique de transition énergétique française.

1793. D'autre part, la mise en œuvre des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable se heurte aux risques que fait peser la perspective d'une injection significative de cette production sur le système électrique. Les pouvoirs publics ont ainsi été amenés à adjoindre aux mécanismes de soutien proprement dits deux dispositifs complémentaires qui viennent compenser les perturbations systémiques qu'ils entraînent. D'un côté le mécanisme de capacité a pour fonction de compenser la réduction de la sécurité d'approvisionnement qu'entraîne la baisse de rentabilité des installations conventionnelles.

De l'autre, le régime de l'autoconsommation a pour fonction de réduire les coûts d'adaptation des réseaux de transport et de distribution à l'injection d'une production en grande partie décentralisée et non commandable.

1794. Ces deux dispositifs modifient en retour le système de rémunération des installations de production d'électricité renouvelable. D'une part, l'introduction du mécanisme de capacité a nécessité d'aménager le fonctionnement des mécanismes de soutien afin de prendre en compte cette potentielle source de revenus supplémentaires, soit en la transférant à l'acheteur obligé soit en la déduisant du complément de rémunération. D'autre part, le régime de l'autoconsommation modifie en profondeur les mécanismes de soutien eux-mêmes, en conditionnant une partie d'entre eux à la consommation locale d'une partie de la production.

1795. Le lien étroit qui existe entre ces dispositifs et les mécanismes de soutien en tant que tels apparaît dans leurs évolutions juridiques. En effet, le mécanisme de capacité, parce qu'il a en commun avec les mécanismes de soutien le fait d'apporter une rémunération hors du fonctionnement du marché, montre la même emprise progressive de la Commission. La réforme de ce dispositif à partir de 2016 participe ainsi au même mouvement de protection du processus d'intégration et de libéralisation du marché intérieur de l'électricité au moyen du contrôle de compatibilité des aides d'Etat. De son côté, l'analyse du régime de l'autoconsommation, parce qu'il s'intègre en partie dans celui des mécanismes de soutien, montre la même recherche d'un équilibre entre plusieurs objectifs de la politique énergétique française, plus ou moins aisée selon que ces objectifs sont contradictoires ou complémentaires entre eux.

CONCLUSION GENERALE

1796. Les mécanismes de soutien français à la production d'électricité renouvelable forment aujourd'hui un ensemble important de normes, qui constitue l'aboutissement d'une évolution de près de vingt d'ans, et dont la dynamique s'est fortement accélérée depuis 2015. Son cadre d'analyse est partagé entre des dispositions qui organisent le fonctionnement et l'attribution des mécanismes de soutien au sens propre et des dispositifs annexes qui visent à permettre leur mise en œuvre et leur sont intégrés à des degrés divers.

1797. Au terme de cette étude, ce régime apparaît inégalement adapté aux contraintes juridiques et systémiques auxquelles il est soumis, ce qui remet en cause sa stabilité à moyen terme. L'étude de son évolution récente permet en effet de mettre à jour un double processus de complexification et de réduction de la stabilité du cadre juridique des mécanismes de soutien français à la production d'électricité renouvelable, sous l'effet de la conjonction du processus de transition énergétique initié au niveau national et de la réforme de la politique de la Commission en matière de contrôle des aides d'Etat au niveau européen.

1798. En comparaison avec le régime antérieur, l'économie du cadre juridique des mécanismes de soutien qui résulte de la LTECV montre une complexification de l'équilibre entre ses principes directeurs ainsi que des modalités d'applications qui semblent peu pérennes, en raison des contradictions fondamentales entre les deux processus de réforme qui sont à l'origine de cette loi.

1799. Le régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité était structuré par deux principes directeurs, la perspective d'une intégration au niveau communautaire et la préservation du rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique au niveau national, dont la conciliation était assurée par le droit communautaire dérivé. Le régime mis en place dans la LTECV se caractérise par davantage de complexité, en raison de l'augmentation du nombre d'objectifs poursuivis.

1800. Les dispositions de la LTECV relatives aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable sont en effet le résultat de la confrontation entre deux projets politiques différents, qui ne sont pas mis en cohérence l'un par rapport à l'autre par le législateur de l'Union européenne. Le premier est celui de la Commission européenne de faire évoluer le fonctionnement et le mode d'attribution des mécanismes de soutien dans le sens d'une réduction de leur impact sur le fonctionnement du marché intérieur et d'une plus grande efficacité économique. Le second est la volonté des pouvoirs publics français de défendre un certain nombre d'intérêts nationaux, notamment la réduction du coût de ces mécanismes de soutien pour le consommateur, l'émergence de filières industrielles nationales dans ce secteur, le maintien de la sécurité d'approvisionnement et la préservation du rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique.

1801. L'économie générale des dispositions adoptées dans cette loi vise un équilibre entre l'application des principes imposés par la Commission et ceux résultants des intérêts politiques et économiques nationaux, de manière à équilibrer les effets des premiers par les seconds. La réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien intègre donc d'une part les principes de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité et d'adaptation régulière des régimes d'aides aux conditions de marché, et d'autre part celui de garantie de la rentabilité des investissements. De même, la réforme du mode d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien équilibre le principe de mise en concurrence avec celui de la compétence planificatrice de l'Etat en matière de développement des filières de production d'électricité renouvelable.

1802. L'équilibre du cadre juridique des mécanismes de soutien ainsi réformé est cependant intrinsèquement instable. Le législateur est parvenu à intégrer dans la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien à la fois les principes d'origine communautaire et ceux d'origine nationale, en raison de la concordance des objectifs respectivement poursuivis dans ce domaine par le législateur français et par la Commission, à savoir aboutir à des mécanismes de soutien plus efficaces économiquement et diminuer leur impact sur le fonctionnement du marché de l'électricité. En revanche, une telle conciliation entre les deux processus de réformes à l'origine de cette loi n'existe pas dans les dispositions relatives aux modes d'attribution des mécanismes de soutien. Il existe en effet une contradiction partielle entre l'objectif de la Commission de développement de la concurrence en matière de développement des énergies renouvelables et celui des pouvoirs publics français de maintenir, voire de renforcer, la compétence planificatrice de l'Etat dans ce secteur. Le législateur a donc fait le choix d'exclure de l'économie de la loi le principe de concurrence entre les technologies de production d'énergie renouvelable au profit de celui de la planification de la politique énergétique par l'Etat, et de ne retenir de la politique de la Commission en matière d'aide d'Etat que le principe de concurrence entre les producteurs.

1803. C'est ainsi un équilibre complexe et incomplet entre les principes de mise en œuvre de la transition énergétique nationale et les principes défendus par la Commission en matière d'aides d'Etat qui a été réalisé par le législateur dans la LTECV.

1804. Compte tenu de cet état de fait, les dispositions de la LTECV tiennent une place variable dans la mise en place de la réforme des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Le législateur ayant fait un usage important et fréquent du renvoi à l'adoption ultérieure d'ordonnances ou de textes réglementaires en vue de mettre en œuvre les dispositions de la loi, le contenu de cette réforme dépend en grande partie de ces textes d'application.

1805. Les dispositions de la LTECV portant sur la réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien jouent un rôle central, dans la mesure où les textes d'applications se limitent essentiellement à mettre en œuvre sur le plan technique l'équilibre établi par le

législateur entre les différents principes directeurs. En revanche, celles portant sur la réforme des modes d'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien jouent un rôle moindre. Cette place plus faible tient pour une part à la nature réglementaire des modifications nécessaires sur ces questions. Toutefois elle est aussi en grande partie due à l'absence d'intégration du principe de concurrence entre les technologies de production d'énergie renouvelable dans l'économie générale de la loi. Or, ce principe s'impose aux pouvoirs publics dans la mise en œuvre de la loi, à travers l'obligation de compatibilité du droit interne avec le droit de l'Union européenne relatif aux aides d'Etat. Sur cet aspect, la LTECV apparaît ainsi comme un instrument davantage politique que juridique, utilisé par le législateur pour réaffirmer le rôle planificateur de l'Etat en matière énergétique. Il est à souligner cependant que, conformément à l'économie de la loi, la pratique des pouvoirs publics vise à préserver le rôle planificateur de l'Etat en matière de développement des énergies renouvelables en minimisant autant que possible l'application du principe de neutralité technologique.

1806. L'économie générale de la LTECV et la mise en œuvre qu'en ont faite les pouvoirs publics ont donc permis d'appliquer en droit interne les principes promus par la Commission européenne, à l'exception notable du principe de neutralité technologique, tout en préservant un certain nombre d'intérêts politiques et économiques nationaux. La pérennité du régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable apparaît cependant très incertaine, en raison de deux ensembles d'obstacles.

1807. En premier lieu, la stabilité de ce régime est remise en cause par les évolutions que connaît depuis une dizaine d'années le cadre juridique du droit de l'Union européenne, du fait du conflit existant entre les visions des pouvoirs publics français et de la Commission européenne sur les principes devant orienter le développement des énergies renouvelables.

1808. Les principaux risques juridiques pesant sur la conformité des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place par la France avec le droit primaire de l'Union européenne ont été progressivement écartés par la Cour de justice. Sa jurisprudence, qui semble aujourd'hui stabilisée, a ainsi établi la compatibilité de ces mécanismes avec les dispositions du traité relatives à la libre circulation des marchandises, en admettant la possibilité de justifier une entrave à cette liberté par l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables. De même, la Cour de justice a écarté le risque lié à l'existence d'un lien d'affectation contraignant entre la CSPE et les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, en intégrant dans la définition de ce lien la condition d'influence directe du produit de la taxe sur le montant de l'aide.

1809. Cette évolution de la jurisprudence de la Cour de justice semble guidée par la volonté d'assurer l'effectivité de la politique de développement des énergies renouvelables voulue par le législateur communautaire tout en maintenant la protection du marché intérieur assurée par les dispositions du traité relatives à la libre circulation des marchandises et aux aides d'Etat. Ainsi la Cour a-t-elle, en recourant à une approche « confusionniste » des modes de justification des entraves à la libre circulation, évité de remettre formellement en cause

l'équilibre institué par le traité entre l'objectif de protection de l'environnement et le principe de libre circulation des marchandises, et a-t-elle maintenu un contrôle effectif de la Commission sur les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables en développant une conception large de la notion de « ressource d'Etat », sans pour autant remettre en cause la conception restrictive de la notion d'aide d'Etat entendue par les rédacteurs du traité ni l'économie du rôle de la Commission qui y est liée.

1810. Cependant, l'exercice par la Commission du contrôle de la compatibilité des aides d'Etat avec l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE connaît depuis le milieu des années 2000 une évolution importante, visant à encadrer de plus en plus étroitement les caractéristiques des régimes d'aides mis en place par les Etats membres, qui remet en cause la stabilité du cadre juridique du droit de l'Union européenne applicable aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable.

1811. La jurisprudence développée par la Cour de justice a abouti en effet d'une part à conférer à la Commission la compétence d'adopter des actes d'encadrement de sa pratique en matière de contrôle des aides d'Etat, et d'autre part à attribuer à ces actes une force contraignante très importante. Sur ce fondement, la Commission a mené une politique progressive d'encadrement de plus en plus précis des mécanismes de soutien à ces énergies au moyen des lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement, adoptées en 2008, et surtout au moyen des LDAEE 2014, au point d'aboutir à une « quasi-harmonisation » de ces régimes d'aide.

1812. Cette évolution a été légitimée politiquement par le développement à partir de 2006 d'un discours donnant une place centrale à l'analyse économique. Si cette rhétorique ne semble pas accompagnée d'une application réelle dans l'examen de la compatibilité des aides d'Etat avec l'article 107 du traité, elle permet en revanche à la Commission d'établir un d'encadrement strict des aides d'Etat fondé, comme le montre l'analyse des diverses communications de la Commission, sur un « principe d'efficacité ». Au sens que lui donne la Commission, ce principe vise à garantir l'existence d'un rapport favorable entre l'efficacité et le coût des mécanismes de soutien. Cela implique d'atteindre la meilleure réalisation de l'objectif recherché, en l'occurrence le développement des énergies renouvelables, en limitant au maximum l'impact de ces mécanismes sur le jeu de l'offre et de la demande, considéré comme assurant en théorie une répartition optimale des ressources.

1813. S'appuyant sur cette conception de l'efficacité économique du soutien à la production d'énergie renouvelable, la Commission a établi dans les « conditions générales » applicables aux énergies renouvelables des LDAEE 2014 un ensemble de conditions à la compatibilité des mécanismes de soutien avec l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE. Compte tenu de la force contraignante conférée en pratique à ces actes d'encadrement, les Etats membres se trouvent tenus de respecter ces dispositions, qui portent tant sur le fonctionnement des mécanismes de soutien que sur leurs modes d'octroi.

1814. Par ailleurs, les Etats membres sont *de facto* tenus, en vertu des « objectifs contraignants » en matière de consommation d'énergie renouvelable fixés par la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, de recourir à des mécanismes de soutien. La conjonction de la qualification systématique de ces mécanismes d'aides d'Etat et des prescriptions des LDAEE 2014 aboutit donc à une situation où la compétence de la Commission de contrôle des mesures notifiées peut être considérée comme une forme spécifique de pouvoir d'« harmonisation », certes limité quant à son champ d'application. Ce cadre juridique permet ainsi à la Commission d'exercer, à travers sa pratique décisionnelle en matière d'aides d'Etat, une « *politique économique par appropriation* », de manière à imposer une « forme d'eupéanisation implicite » des politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables.

1815. Face à la pression croissante que fait peser la Commission sur les Etats membres, la LTECV représente une tentative des pouvoirs publics français d'instaurer un équilibre entre la mise en conformité du cadre juridique national de soutien à la production d'électricité renouvelable avec les LDAEE 2014 et la défense d'un certain nombre d'intérêts nationaux. Cependant, l'exclusion du principe de neutralité technologique dans les modes d'octroi des aides d'Etat de cet équilibre rend cet équilibre intrinsèquement fragile et instable, tant la réticence des autorités françaises à appliquer ce principe rencontre une volonté constante de la Commission de le voir mis en œuvre. Si les conséquences concrètes de cette contradiction sont encore à ce jour limitées, il est probable que la politique de la Commission d'« eupéanisation implicite » des politiques nationales de soutien aux énergies renouvelables permettra de plus en plus difficilement aux autorités françaises de maintenir cet équilibre.

1816. Cette contradiction juridique, spécifique à la politique énergétique, est révélatrice d'un conflit plus général, de nature politique, quant au fondement de la légitimité du droit de l'Union européenne.

1817. Le principe d'efficacité économique, qui oriente l'encadrement par la Commission des politiques nationales de développement des énergies renouvelables, est en effet appliqué de manière transversale à l'ensemble des politiques de l'Union. Sa raison d'être semble être de donner au processus d'intégration européenne un nouveau principe régulateur, après que la protection de la libre-concurrence a été mise sur le même plan que d'autres objectifs plus sectoriels par le traité de Maastricht. Il s'agirait ainsi pour la Commission de préserver l'ambition initiale de la construction européenne, à savoir la compétitivité économique par la protection du libre fonctionnement du marché, face aux risques de dérives de l'Union européenne vers une « communauté de recherche de rente », fût-ce en faisant primer cet objectif sur le respect de la lettre du TFUE.

1818. Or, force est de constater que l'application par la Commission de cette « politique économique met en contradiction directe l'encadrement des politiques de développement des énergies renouvelables qu'elle impose aux Etats membres et l'économie

de la politique énergétique de l'Union européenne prévue par les rédacteurs du traité de Lisbonne. Les deux politiques s'avèrent en effet opposées quant au droit des Etats membres de déterminer les conditions d'exploitation de leurs ressources énergétiques, leurs choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de leurs approvisionnements énergétiques. Ces droits préservés par les dispositions du traité relatives à la politique de l'énergie sont ignorés par l'interprétation que fait la Commission des dispositions du traité relatives au contrôle des aides d'Etat.

1819. Considérée sous cet angle, la stabilité de l'équilibre que les pouvoirs publics français ont réalisé dans la réforme des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable est dépendante de la solution qui sera donnée à ce conflit d'essence politique entre la légitimité de l'économie de la politique de l'énergie instituée par le TFUE, fondée sur le consentement des Etats signataires, et la légitimité de la « politique économique » de la Commission, fondée sur la rationalité économique revendiquée par la théorie néoclassique de l'économie. À ce stade, il semble que cette opposition entre les Etats membres et la Commission doive être résolue dans le cadre de l'évolution du processus institutionnel de révision du « paquet énergie-climat ». Cette résolution dépendra en effet de la solution qui devra être trouvée à la contradiction qui existe entre les dispositions de la directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui visent à préserver les prérogatives des Etats membres en matière de détermination de leur mix énergétique, et les dispositions imposées par la Commission dans ses actes d'encadrement de sa compétence de contrôle des aides d'Etat.

1820. En second lieu, la mise en œuvre des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable est mise à l'épreuve par les risques que fait peser la croissance de cette production sur le fonctionnement du système électrique.

1821. D'une part, la croissance d'une production d'électricité renouvelable aux coûts marginaux très faibles a pour effet mécanique de réduire la rentabilité des installations conventionnelles. Cette évolution de la structure de l'ordre d'appel des installations de production est en elle-même souhaitable dans le cadre de la transition énergétique. Cependant, elle a pour conséquence de réduire la contribution des installations conventionnelles à la sécurité d'approvisionnement sans que les installations de production d'électricité renouvelable, souvent non-commandables, n'apportent une contribution équivalente. L'impératif de la sécurité d'approvisionnement est ainsi rapidement apparu comme un obstacle majeur au développement de la production d'électricité renouvelable. En vue de la résoudre, le mécanisme de capacité a été conçu comme le moyen de maintenir en activité les installations nécessaires à la couverture des pointes de consommation en leur apportant une rémunération spécifique, indépendamment du marché de l'électricité.

1822. D'autre part, la croissance d'une production d'électricité renouvelable largement décentralisée risque, à terme, de poser d'importants problèmes de fonctionnement

des réseaux de transport et de distribution. En effet, ceux-ci ont été conçus en France pour permettre le transport et la distribution d'une électricité produite de manière centralisée vers une consommation décentralisée. Le régime de l'autoconsommation a donc été mis en place de manière à favoriser une consommation de l'électricité renouvelable à proximité géographique de son site de production, de manière à réduire les coûts d'adaptation des réseaux.

1823. Ces deux dispositifs sont ainsi étroitement liés aux mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable, dont ils ont pour finalité de permettre la mise en œuvre. Cette relation étroite permet d'expliquer en grande partie les évolutions juridiques respectives de ces deux dispositifs.

1824. Le principe du mécanisme de capacité est, comme celui des mécanismes de soutien, d'octroyer une rémunération complémentaire à celle perçue sur le marché de l'électricité. Ce revenu est donc susceptible de constituer un avantage concurrentiel pour les capacités qui en bénéficient, avec notamment le risque de fermer partiellement le marché national aux producteurs des autres Etats membres. La Commission a donc encadré progressivement ce type de mécanisme, selon un schéma similaire celui de la politique qu'elle mène à l'égard des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable. Sous ce rapport, l'encadrement du mécanisme de capacité par la Commission apparaît comme la continuation de sa politique consistant à organiser l'ensemble des mécanismes participant à la politique de promotion de la production d'électricité renouvelable selon les principes du marché intérieur de l'énergie.

1825. Le régime de l'autoconsommation, pour partie intégré au régime des mécanismes de soutien, est conçu dans la même perspective de poursuite simultanée de différents objectifs de la politique énergétique française. Il est donc caractérisé par la même complexité, du fait de la recherche d'un équilibre entre différents enjeux, liés à la nécessité d'instaurer un cadre économiquement attractif, à la volonté de maintenir une répartition équitable des charges et à l'objectif de diminution des coûts de renforcement des réseaux. Il en résulte donc une certaine perte de cohérence, qui peut affecter son efficacité à adapter la production et la consommation aux contraintes de réseau. Toutefois, son efficacité souffre également des difficultés d'interprétation et d'application du cadre juridique mis en place. En effet, les évolutions jurisprudentielles relatives à la légalité des réseaux privés de distribution s'opposent à une partie des opérations d'autoconsommation envisageables. D'autre part, le manque de simplicité propre à ce régime limite l'usage qui en est fait, notamment en ce qui concerne les opérations d'autoconsommation collective.

1826. Considérée sous cet angle, la stabilité de l'équilibre que les pouvoirs publics français ont réalisé dans la réforme des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable est dépendante des réponses qui seront apportées aux difficultés d'application du régime de l'autoconsommation. En effet, tandis que la stabilité du mécanisme de capacité a été assurée par la mise en place de l'ensemble des réformes exigées par la Commission, le

régime de l'autoconsommation doit encore faire sa preuve de son aptitude à adapter aux contraintes de réseau une production d'électricité renouvelable appelée à croître dans les années à venir. Or, l'atteinte de cet objectif sera directement dépendante de son application, au stade actuel encore très limitée, à grande échelle.

BIBLIOGRAPHIE GENERALE

Sources juridiques

Ouvrages généraux, traités et manuels

Baziadolys (S), *La politique européenne de l'environnement*, Bruylant, 2014

Blumann (C) et Dubouis (L), *Droit matériel de l'Union européenne*, 7^e éd., LGDJ, 2015

Blumann (C) et Dubouis (L), *Droit institutionnel de l'Union européenne*, 6^e éd., LexisNexis, 2016

Boiteau (C.), dir., *Énergies renouvelables et marché intérieur*, Bruylant, 2014

Camproux Duffrène (M-P) et Sohlne (J), dir., *Marché et environnement*, Bruylant, 2014

Colson (J-P) et Idoux (P), *Droit public économique*, 8^e éd., LGDJ, 2016

De Sadeleer (N), *EU Environmental Law and the Internal Market*, 1^{ère} éd., Oxford University Press, 2014

Godiveau (G) et Leclerc (S), *Droit du marché intérieur de l'Union européenne*, Gualino, 2016

Grove-Valdeyron (N. de), *Droit du marché intérieur européen*, 5^e éd., LGDJ, 2017

Gueguen-Hallouët (G) et Levrel (H), dir., *Energies marines renouvelables : Enjeux juridiques et socio-économiques*, Pedone, 2013

Karpenschiff (M), *Droit européen des aides d'Etat*, 2^e éd., Bruylant, 2017

Le Baut-Ferrarese (B), Debard (T) et Nourissat (C), *Dictionnaire du droit de l'Union européenne*, 2^e éd., Ellipses, Dictionnaires de droit, 2007

Le Baut-Ferrarese (B), dir., *Droit des énergies renouvelables : énergie éolienne, solaire, géothermique, hydraulique, biomasse*, 2^e éd., Le Moniteur, Analyse juridique, 2008

Le Baut-Ferrarese (B), « Le marché des énergies renouvelables et le droit du libre échange », in *Droit international et défis énergétiques*, Larcier, 2010

Le Baut-Ferrarese (B), dir., *Traité de droit des énergies renouvelables*, 2e éd., Le Moniteur, Référence juridique, 2012

Le Baut-Ferrarese (B), dir., *Les transitions énergétiques dans l'Union européenne*, Bruylant, 2015

Mattera (A), *Le Marché Unique Européen: ses règles, son fonctionnement*, Jupiter, 1990

Sveen (T), "The interaction between Article 192 and 194 TFEU", in *Renewable Energy Law in Europe*, Veröffentlichungen des Instituts für Energieund Regulierungsrecht Berlin, 50, p. 157-182

Thieffry (P), *Manuel de droit européen de l'environnement*, 2^e éd., Bruylant, 2017

Rapp (L), Symchowicz (N) et Terneyre (P), *Droit public des affaires*, Lamy, 2018

Sablère (P), *Droit de l'énergie 2014-2015*, Dalloz, 2013

Thèses et mémoires

Bonis (A), *L'implantation des installations énergétiques à l'épreuve du droit*, Thèse, Université de Versailles Saint-Quentin-en-Yvelines, 2013

Corduas (A), *La transition énergétique à l'épreuve du droit public économique : étude comparée du secteur électrique français et italien*, Thèse, Université Paris X, 2016

Darson (A), *Transition énergétique et transition juridique : le développement des énergies de sources renouvelables en France*, Thèse, Université de Bordeaux, 2015

Daydie (L), *Personnes publiques locales et énergie*, Thèse, Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2016

Durand (E), *Electricité de source renouvelable et droit du marché intérieur européen*, Thèse, Université Jean Moulin Lyon III, 2017

Fontaine (T), *Le marché de capacité français : la place des énergies renouvelables en présence d'incertitude*, Thèse, Université Paris-Nanterre, 2018

Grech (F), *L'Etat et la sécurité énergétique*, Thèse, Université de Nice-Sophia Antopolis, 2012

Grossmann (E), *Le rôle des collectivités territoriales dans la production d'électricité d'origine renouvelable : le cas de l'éolien terrestre*, Thèse, Université de Picardie, 2016

Harrop (V), *Le droit européen et le mécanisme de capacité français : perspectives concurrentielles*, Mémoire, Institut d'Etudes politiques de Strasbourg, 2017

Hersant (E), *Les collectivités territoriales et le secteur énergétique*, Thèse, Université d'Orléans, 2010

Latullaie (F), *La production d'énergie de sources renouvelables par les collectivités territoriales*, Thèse, Université de Nantes, 2012

Malet-Vigneaux (J), *L'intégration du droit de l'environnement dans le droit de la concurrence*, Thèse, Université de Nice-Sophia Antopolis, 2014

Mauger (R), *Le droit de la transition énergétique, une tentative d'identification*, Thèse, Université de Montpellier, 2017

Michalak (S), *Contribution à l'étude des spécificités juridiques des énergies marines renouvelables. Entre mise en valeur des EMR et marché de l'électricité*, Thèse, Université de Bretagne occidentale, 2016

Peiffert (O), *L'application du droit des aides d'Etat aux mesures de protection de l'environnement*, Thèse, Université de Lorraine, 2013

Péjout (O), *La conditionnalité en droit des aides d'Etat*, Thèse, Université de Bordeaux, 2017

Russo (E), *L'Union européenne et le changement climatique : aspects juridiques*, Thèse, Université Panthéon-Assas Paris II, 2015

Schneider (F), *Les énergies marines renouvelables face au droit*, Thèse, Université de Nice-Sophia Antopolis, 2013

Vlachou (C), *La coopération entre les autorités de régulation en Europe (communications électroniques, énergie)*, Thèse, Université Panthéon-Assas Paris II, 2014

Zoumenou (A), *L'action économique des collectivités territoriales pour la transition énergétique*, Thèse, Université Panthéon-Assas Paris II, 2017

Articles

Alves (C-M), « Énergies renouvelables et droit de l'union européenne entre marché (intérieur) et intérêt général », *Revue juridique de l'environnement*, 2014/2, p. 263-276

Andrieu (S), « Les contrats de service public du secteur de l'énergie », *RFDA*, 2017, p. 246

Barthélemy (C), « La loi du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et les collectivités locales », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 36, septembre 2005, p. 1343-1356

Bertrand (B), « Que reste-t-il des exigences impératives d'intérêt général ? », *Europe*, n° 1, janvier 2012, étude 1

Billet (P), « L'énergie éolienne est sans prix », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 42-43, octobre 2008, p. 2234

Billet (P), « Collectivités territoriales et transition énergétique », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 41, octobre 2013, p. 2296

Billet (P) et Fourmon (A), « Les nouvelles lignes directrices relatives aux aides d'Etat en matière environnementale et énergétique pour la période 2014-2020 », n° 7, *Environnement*, juillet 2014, étude 11

Billet (P), « Transition énergétique et croissance verte : points d'étape », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 4, avril 2015, dossier 6

Billet (P), « Transition énergétique et croissance verte : itinéraire et ambitions d'une loi », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 10, octobre 2015, dossier 6

Billet (P), « Principales dispositions financières et fiscales en matière d'environnement, d'énergie et de transport dans la loi de finances rectificative pour 2015 et la loi de finances pour 2016 », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 3, mars 2016, étude 12

Blanquet (M), « Compétences de l'union », *JCl. Europe Traité*, fasc. 170

Blauberger (M), «From Negative to Positive Integration? European State Aid Control Through Soft and Hard Law », Discussion Paper, Max-Planck Institut, 04/08

Boda (J-S), « La validation de la contribution au service public de l'électricité par le Conseil d'Etat », *La Semaine Juridique Administrations et Collectivités territoriales*, n° 6, février 2016, p. 2040

Boillet (N), « Quelles avancées pour la planification des énergies renouvelables en mer ? », *Energie - Environnement – Infrastructures*, n° 2, février 2019, dossier 3

Boiteau (C), « Le prix controversé du rachat de l'énergie éolienne ou l'énergie renouvelable à quel prix ? », *AJDA*, 2009, p. 2105

Boiteau (C), « Soutien aux énergies renouvelables et aide d'Etat », *AJDA*, 2014, p. 926

Boiteau (C) et Le Chatelier (G), « Transition énergétique : qu'en est-il pour les collectivités ? », *AJCT*, 2015, p. 238

Bouquet (G), « Les mécanismes de soutien de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables à l'épreuve des articles 87 et 88 du traité relatifs aux aides d'Etat », *AJDA*, 2006, p. 697

Bouneau (C) et Vila (J-B), « Transition énergétique et réforme territoriale : les enjeux d'un dialogue complexe », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 2

Bourlon (A), « Énergie solaire : régulation ou insécurité juridique ? », *AJCT*, 2010, p. 10

Cabannes (X), « Les énergies renouvelables et la fiscalité locale », *AJCT*, 2010, p. 20-23

Cantillon (G), « Marchés publics et développement durable », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 2340

Carpentier (A), « Tarifs d'achat de l'électricité d'origine solaire : 2010, l'année de la transition », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales* n° 43, 25 octobre 2010, p. 2319

Carpentier (A), « Contentieux solaire : le consommateur final, clé de voûte de l'intérêt général », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 10, 7 mars 2011, p. 2094

Chérot (J-Y), « Le « plan d'action » de la Commission dans le domaine des aides d'Etat », *AJDA*, 2007, p. 2412

Cicile (M-C), Redon (D) et Barthélemy (C), « La réforme de la contribution au service public de l'électricité », *RFDA*, 2017, p. 462

Cini (M), « From Soft Law to Hard Law ? : Discretion and Rule-making in the Commission's State Aid Regime », *European University Institute working papers*, n° 2000/35, 2000

Cloché-Dubois (C), Rubio (A-E) et Barthélemy (C), « Le droit de l'énergie face à la complexité : tarification progressive, éolien terrestre, effacement de consommation et obligations de capacités - Commentaire de la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 et de la

décision du Conseil constitutionnel n° 2013-666 DC du 11 avril 2013 », *Environnement*, n° 10, octobre 2013, p. 1229

Cloché-Dubois (C), « Électricité d'origine renouvelable : obligation d'achat et complément de rémunération », *RFDA*, 2017, p. 456

Commission des Lois du Sénat et l'Association française de droit constitutionnel, *L'écriture de la loi*, colloque, juin 2014

Courivaud (H), « la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité : Réalise-t-elle aussi une libéralisation conforme aux objectifs de la directive-électricité du 19 décembre 1996 ? », *La Semaine Juridique Entreprise et Affaires*, n° 26, 29 juin 2000, p. 1029

Dalle-Crode (S), « Collectivités locales et panneaux photovoltaïques : les clés juridiques de la mise à disposition (et de la valorisation) du domaine public », *La Semaine Juridique Administrations et Collectivités territoriales*, n° 42, 12 octobre 2009, p. 2236

Denolle (A-S), « Commentaire de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *Revue juridique de l'environnement*, 2016/1, p. 99-104

Derdevet (M), « Repenser la mission d'ERDF à l'heure de la transition énergétique », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 5

Dezobry (G), « Les lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 : les nouvelles conditions de la compatibilité des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables », CEEM Working Paper, 2015

Di Marco (A), « Les communautés d'énergie renouvelable et la transition verte de l'UE », *Revue juridique de l'environnement*, 2018/1, p. 47-69

Drexl (J), « La Constitution économique européenne – L'actualité du modèle ordolibéral », *Revue internationale de droit économique*, 2011/4, p. 419-454

Duval (J), « Grenelle 2 : un traitement ambivalent des énergies renouvelables », *Environnement*, n° 10, octobre 2010, étude 20

Duval (J), « Aspects juridiques du développement de projets d'installations photovoltaïques », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 4430

Ezan (G) et Lépée (J), « Le régime juridique des énergies renouvelables : la première étape de la transition », *AJ Collectivités Territoriales*, 2016

Farantouris (N. E.), « La nouvelle base juridique de la politique énergétique de l'UE », *Revue de l'Énergie*, n° 599, janvier-février 2011

Fériel (L), « Les paradoxes du raccordement des producteurs d'énergie renouvelable au réseau électrique », *AJDA*, 2014, p. 1506

Fonbaustier (L), « Une volonté politique énergétique et croissante aux effets incertains. - À propos de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte », *La Semaine Juridique, Edition Générale*, n° 41, 5 octobre 2015, p. 1053

Fontenelle (L) et Dezobry (G), « Comment assurer la sécurité financière de l'activité de production d'énergies d'origine renouvelable en milieux aquatiques ? », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 2, février 2019, dossier 6

Fouquet (D), Van Nysten (J), Johnston (A), *D3.1 Report, Potential areas of conflict of a harmonised RES support scheme with European Union Law*, 2012

Fourmon (A), « L'évolution des mécanismes de soutien applicables aux énergies renouvelables pour la transition énergétique : 1^{ers} commentaires sur la notion de complément de rémunération », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 8-9, août 2015, étude 15

Frey (M) et Kron (M), « La nouvelle procédure de planification et d'autorisation des éoliennes en mer en Allemagne – le « modèle central » », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 2, février 2019, dossier 5

Gence (A), Éric Meiller (E), Le Guyader (C) et Treffot (M-L), « La copropriété et les nouvelles énergies », *La Semaine Juridique, Notariale et Immobilière*, n° 14, 6 avril 2018, étude 4

Gerig (M), Vasconcelos (B), « The EU Energy Union Strategy: Will It Finally Complete the EU Internal Energy Market? », *Renewable Energy Law and Policy Review*, 2015, p. 183-190

Grad (L), « Aides d'Etat – Notion », *JCl. Concurrence - Consommation*, fasc. 670

Guéguen-Hallouët (G) et Boillet (N), « L'appel d'offres « éolien en mer ». - Quelques réflexions à propos d'un nouvel avatar juridique », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 40, 8 octobre 2012, p. 2320

Guéguen-Hallouët (G), « La production d'électricité d'origine renouvelable en mer à l'épreuve de la conciliation », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 2, février 2019, dossier 4

Hauteclouque (A. de), « Le mécanisme de soutien public à l'énergie éolienne en France constitue-t-il une aide d'Etat ? », *R.A.E. – L.E.A.*, 2013/4, p. 855

Joerges (C), « Que reste-t-il de la Constitution économique européenne après la constitutionnalisation de l'Europe. Une rétrospective mélancolique », *Les Cahiers européens de Sciences Po*, n° 01, 2005

Karpenschif (M), « Le RGEC : nouveau départ pour le droit des aides d'Etat ? », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 5-6, 26 janvier 2009, p. 2023

Karpenschif (M), « Services publics - Du paquet Monti/Kroes au paquet Almunia : le financement des SIEG simplifié et sécurisé ? », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 1, 9 janvier 2012, p. 2006

La Bouillèrie (P. de) et Martor (B), « Projets éoliens offshore : un nouveau souffle électrique en haute mer », *La Semaine Juridique, Entreprise et Affaires*, n° 16, 22 avril 2010, p. 1394

Lahami (C), « Le raccordement indirect enfin consacré », *Energie Plus*, n° 523, avril 2014

Lamoureux (M), « La lutte contre les pratiques déloyales dans le secteur des énergies renouvelables », *La Semaine Juridique, Entreprise et Affaires*, n° 27, 5 juillet 2018, p. 1392

Lamoureux (M), « Le contentieux civil du moratoire sur la filière solaire. Un état des lieux de la jurisprudence de la Cour de cassation sur la responsabilité d'ERDF (devenue Enedis) », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 7, juillet 2018, étude 13

Le Baut-Ferrarèse (B), « La loi Grenelle 2 et le contenu des politiques locales », *Le courrier des maires*, n° 240, 2010

Le Baut-Ferrarèse (B), « Les énergies renouvelables, nouveau champ d'activité pour les entrepreneurs agricoles », *Revue de Droit Rural*, 2012, étude 2

Le Baut-Ferrarèse (B), « Les appels d'offres du droit de l'énergie : un instrument spécifique pour le soutien de l'électricité renouvelable ? », *Contrats publics*, 2012, p. 32

Le Baut-Ferrarèse (B), « Le marché intérieur européen au cœur de la transition énergétique », *Revue Lamy Droit des Affaires*, 2013, p. 52

Le Baut-Ferrarèse (B), « L'obligation d'achat d'électricité renouvelable face au droit des aides d'Etat de l'Union européenne », *Contrats publics*, 2013, p. 9

Le Baut-Ferrarese (B), « Le juge judiciaire acteur de l'intégration normative », *RTD Eur*, 2014, p. 438

Le Baut-Ferrarese (B), « Le juge judiciaire de cassation au service de l'application exacte du droit de l'Union européenne », *RTD Eur*, 2015

Le Baut-Ferrarese (B), « Les énergies renouvelables en transition », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 10, octobre 2015, dossier 8

Le Baut-Ferrarese (B), « La distribution d'énergie au lendemain de la loi relative à la transition énergétique », *AJCT*, 2016, p. 21

Le Baut-Ferrarese (B), « Contrôle de la légalité procédurale des aides d'Etat : quel office pour la Cour de cassation ? », *RTD Eur*, 2016

Le Baut-Ferrarese (B), « Collectivités territoriales et production d'énergie renouvelable », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 42, 24 octobre 2016, p. 2278

Le Baut-Ferrarese (B), « Les énergies renouvelables en milieux aquatiques sous le regard du droit », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 2, février 2019, dossier 2

Le Bihan-Graf (C) et Creux (E), « Les évolutions de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) : une taxe en trompe l'œil », *Energie - environnement – infrastructures*, n° 4, avril 2018, étude 9

Le Corre (L), « Régime juridique des éoliennes », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 4420

Le Gall (A), « Les dispositions de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relatives au service public de l'électricité », *La Semaine Juridique, Entreprise et Affaires*, n° 11, 13 mars 2003, p. 452

London (C), « Énergie et environnement : une équation difficile », *Environnement*, n° 10, octobre 2005, étude 30

Maitre (M-P), « Encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement », *Environnement*, n° 6, juin 2002, p. 6

Majza (B), « La marge de manœuvre des collectivités territoriales dans le financement de la transition énergétique », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 4

Mestmäcker (E-J), « On the Legitimacy of European Law », *The Rabel Journal of Comparative and International Private Law*, 1993, p. 625-635

Morellet-Steiner (P), « De la loi du 15 juin 1906 au Code de l'énergie : l'avènement du droit de l'énergie », *Revue juridique de l'économie publique*, n° 693, janvier 2012, dossier 2

Naim-Gesbert (N) et Sauvageot (F), « Collectivités d'outre-mer et environnement », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 4750

Pachen-Lefèvre (M-H) et Rossignol-Infante (G), « La compensation des charges de service public de l'énergie », *Contrats Publics*, n° 168, septembre 2016, p. 50

Pentecoste (J) et Silva-Delaquaize (A), « ENR : entre tarifs administrés et prix de marché », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 7, juillet 2016, étude 16

Petit (J), « A propos de la théorie de la qualification : le juge et les qualifications légales », Paris, Palais du Luxembourg les 29 et 30 septembre 2006

Petit (Y), « A la recherche de la politique européenne de l'énergie », *RTD Eur.* 2006, p. 593-620

Picod (F), « Aides d'Etat – Régime procédural », *JCl. Concurrence - Consommation*, fasc. 680

Picod (F), « Traité de Lisbonne », *JCl. Europe Traité*, fasc. 10

Picod (F), « Libre circulation des marchandises », *JCl. Europe Traité*, fasc. 530

Picod (F), « Interdiction des droits de douane et des taxes d'effet équivalent », *JCl. Europe Traité*, fasc. 540

Pontier (J-M), « Les collectivités territoriales et la transition énergétique », *La Semaine Juridique, Administrations et Collectivités territoriales*, n° 23, 8 juin 2015, p. 2162

Richer (L), « Commentaire de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité », *AJDA*, 2000, p.239

Roberti (M), « Le contrôle de la Commission des Communautés européennes sur les aides nationales », *AJDA*, 1993, p. 397-411

Roche (C), « De la planification énergétique et de l'énergie éolienne après la loi Grenelle II », *Revue de l'Énergie*, n° 90, mars-avril 2011

Rousseaux (S), « L'emprise de la logique marchande sur la promotion des énergies renouvelables au niveau communautaire », *Revue internationale de droit économique*, 2005/3, p. 231

Rowlands (I.H.), « The European directive on renewable electricity : conflicts and compromises », *Energy Policy*, n° 33, 2005, p. 965-974

Rubio (A-E), « Précision du cadre juridique de l'appel d'offres en énergie », *LEXplicité*, 26 décembre 2016

Rubio (A-E) et Barthélemy (C), « L'arrêt Valsophia et les réseaux fermés de distribution », *RFDA*, 2017, p. 445

Sablère (P), « Le pilotage de la production d'électricité dans la loi de transition énergétique », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 10, octobre 2015, dossier 7

Sokoloff (P), « Lutte contre le changement climatique, décentralisation énergétique, efficacité, des politiques publiques et cohésion territoriale : une synthèse nécessaire, un défi ambitieux », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 3

Sousse (M), « Marchés publics », *JCl. Europe Traité*, fasc. 1052

Streit (M-E) et Mussler (W), « The Economic Constitution of the European Community. From 'Rome' to 'Maastricht' », *European Law Journal*, 1995, p. 5-30

Tesson (F), « La réalité juridique de l'action publique en matière de transition énergétique. Une évolution normative prise dans un mouvement global », *AJDA*, 2015, p. 1960

Terneyre (P) et Boiteau (C), « Existe-t-il un droit de l'énergie ? », *RFDA*, 2017, p. 517

Thieffry (P), « Les politiques européennes de l'énergie et de l'environnement : rivales ou alliées? », *R.A.E. – L.E.A.*, 2009-2010/4, p. 783-809

Thieffry (P), « Un Vent de colère qui souffle du Palais-Royal à Luxembourg : le tarif d'achat de l'électricité éolienne, aide d'Etat illégale », *Recueil Dalloz*, 2014, p. 224

Thieffry (P), « Aides des collectivités et droit de l'Union européenne - L'achat d'électricité d'origine éolienne, une aide d'Etat en pleine tourmente », *AJCT*, 2014, p. 487

Thieffry (P), « Politique européenne de l'environnement », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 2100

Thieffry (P), « Marché intérieur européen et environnement », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 2110

Thieffry (P), « Protection de l'environnement et aides d'Etat », *JCl. Environnement et Développement durable*, fasc. 2141

Tuori (K), « La Constitution économique parmi les Constitutions européennes », *Revue internationale de droit économique*, 2011/4, p. 559-599

Vannini (C) et Barthélemy (C), « Energie et aides d'Etat, de l'exception à la norme », *RFDA*, 2017, p. 472

Vassilis Hatzopoulos (V), « La justification des atteintes aux libertés de circulation : cadre méthodologique et spécificités matérielles », *Research Paper in Law*, Collège d'Europe, 01 / 2013

Vilain (S) et Barthélemy (C), « Quel monopole la prohibition de la « rétrocession » d'électricité protège-t-elle ? », *RFDA*, 2013 p. 305

Villeneuve (P), « La planification territoriale de la transition énergétique », *AJ Collectivités Territoriales*, 2016, p. 29

Commentaires

Arnaud Sée (A), « L'exécution de l'obligation de récupération des aides illégales ou de leurs intérêts », *Droit Administratif*, n° 10, octobre 2016, comm. 54

Durand (E) et Lormeteau (B), « Première prise de position de la CJUE sur la notion de réseau fermé de distribution », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 3, mars 2019, comm. 16

Belloc (C) et Coin (R), « Les orientations de la politique énergétique. - À propos de la loi de programme », *La Semaine Juridique, Edition Générale* n° 40, octobre 2005, act. 519

Billet (P), « Le nouveau régime de l'implantation des panneaux photovoltaïques », *La Semaine Juridique Administrations et Collectivités territoriales*, n° 52, décembre 2009, act. 817

Boda (J-S), « Nouvelles précisions sur le dispositif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir d'énergie renouvelable et de récupération », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 8-9, août 2015, comm. 71

Boda (J-S), « Validation de la réglementation par la CRE de l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 12, décembre 2015, comm. 89

Cassagnabère (H), « Qui sème le vent... », *Revue juridique de l'économie publique*, n° 719, mai 2014, comm. 20

Daydie (L), « La simplification du développement des énergies marines renouvelables par le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 3, mars 2016, comm. 21

Fitzjean O Cobhthaigh (A), « Affaire Vent de colère ! : épilogue ? », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 11, novembre 2016, comm. 73

Fourmon (A), « La clarification de la jurisprudence quant à la compétence du juge et l'inopposabilité de la transaction d'ERDF à EDF en matière de raccordement et de contrat d'achat », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 3, mars 2015, comm. 22

Fourmon (A), « Quelles orientations et recommandations sur l'autoconsommation ? », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 6, juin 2018, comm. 32

Fourmon (A), « Énergie éolienne - Réglementation applicable aux installations de production d'énergie renouvelable en mer et précisions sur la notion de permis enveloppe », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 3, mars 2019, comm. 11

Gillig (D), « Comment le juge administratif apprécie-t-il les capacités techniques du demandeur à exploiter une installation classée dans le respect des intérêts visés à l'article L. 511-1 du Code de l'environnement ? », *Environnement*, n° 4, avril 2011, comm. 45

Gillig (D), « Capacités techniques et financières de l'exploitant », *Environnement*, n° 4, avril 2012, comm. 30

Guerin (M), « Importantes précisions sur le raccordement des installations photovoltaïques au réseau : ERDF sous tension ! », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 10, octobre 2015, comm. 78

Lanneau (R), « Énergies renouvelables - Repenser le soutien aux énergies renouvelables », *Droit Administratif*, n° 8-9, août 2018, comm. 44

Lanneau (R), « Quelques clarifications sur l'(in)compatibilité du régime de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) avec le droit de l'Union », *Droit Administratif*, n° 10, octobre 2018, comm. 51

Le Baut-Ferrarese (B), « Nouvelle prise de position de la CJUE sur l'euro-compatibilité des mécanismes nationaux de soutien à l'électricité renouvelable », *Environnement*, n° 11, novembre 2014, comm. 75

Le Baut-Ferrarese (B), « La suspension de l'obligation d'achat d'électricité solaire photovoltaïque n'est pas constitutive d'une responsabilité de l'Etat », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 12, décembre 2015, comm. 88

Le Baut-Ferrarese (B), « Collectivités territoriales et production d'énergie renouvelable », *La Semaine Juridique, Administrations et collectivités territoriales*, 2016, comm. 2278

Llorens (G), « Capacité du candidat et respect de la réglementation des installations classées », *Environnement*, n° 12, décembre 2014, comm. 81

Loy (V), « Nature du contrat conclu entre EDF et un producteur d'électricité d'origine photovoltaïque », *Revue juridique de l'économie publique*, n° 688, juillet 2011, comm. 34

Maitrot de la Motte (A), « La taxe sur les achats de viande (2001-2003) et le service public de l'équarrissage ne sont unis par aucun « lien d'affectation contraignant », *Revue de droit fiscal*, n° 43, 22 octobre 2009, comm. 513

Maitrot de la Motte (A) et Dubout (E), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Fiat Lux ! », *Revue de droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 450

Maitrot de la Motte (A), « La contribution au service public de l'électricité, le rachat de l'électricité d'origine éolienne et le droit européen des aides d'Etat : Et Lux Fuit ? », *Revue de droit fiscal*, n° 43-44, 22 octobre 2015, comm. 653

Meddeb (M), « Litiges en matière de raccordement aux réseaux de distribution ou de transport d'électricité : compétence du juge judiciaire », *Énergie - Environnement - Infrastructures*, n° 2, février 2015, comm. 13

Michel (V), « Des conditions de justification de l'entrave par la protection de l'environnement », *Europe*, novembre 2014, comm. 447

Michel (V), « Certificats verts », *Europe*, n° 1, janvier 2015, comm. 5

Péraldi-Leneuf (F), « Réseaux fermés de distribution d'électricité », *Europe*, n° 1, janvier 2019, comm. 52

Racine (P-F.), « L'avis Praxair du Conseil d'Etat : comment s'enraye un mécanisme infernal »,

Énergie - Environnement - Infrastructures, n° 10, octobre 2015, comm. 80

Rigaux (A), CJCE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07, *Europe*, n°6, 2009, comm. 75

Rigaux (A), « Mesure d'effet équivalent », *Europe*, n° 2, février 2012, comm. 75

Rigaux (A) et Simon (D), « Régimes d'aides aux énergies renouvelables », *Europe*, n° 8-9, août 2014, comm. 352

Rigaux (A), « Fiscalité – Électricité », *Europe*, n° 10, octobre 2018, comm. 382

Sibilli (B), « Aides d'Etat et contribution au service public de l'électricité : obligation de restitution de la contribution non sérieusement contestable (non) », *Droit fiscal*, n° 29, 17 juillet 2014, comm. 451

Thieffry (P), « Les mécanismes de capacité s'y reprennent à deux fois pour franchir l'obstacle du Conseil d'Etat », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 7, juillet 2016, comm. 53

Sources législatives et réglementaires

Directives

Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité

Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, considérant 26

Directive 2003/71/CE du 4 novembre 2003 concernant le prospectus à publier en cas d'offre publique de valeurs mobilières ou en vue de l'admission de valeurs mobilières à la négociation

Directive 2004/18/CE du 31 mars 2004 relative à la coordination des procédures de passation des marchés publics de travaux, de fournitures et de services

Directive 2005/89/CE du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures

Directive n° 2008/118/CE du 16 décembre 2008 relative au régime général d'accise

Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

Directive 2014/24/UE du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics

Directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables

Règlement (CE) n° 994/98 du Conseil, du 7 mai 1998, sur l'application des articles 87 (ex-article 92) et 88 (ex-article 93) du traité instituant la Communauté européenne à certaines catégories d'aides d'Etat horizontales

Règlements

Règlement (CE) n° 659/1999 du Conseil, du 22 mars 1999, portant modalités d'application de l'article 93 du traité CE

Règlement (CE) n° 800/2008 de la Commission du 6 août 2008 déclarant certaines catégories d'aide compatibles avec le marché commun en application des articles 87 et 88 du traité

Règlement (CE) n° 713/2009 du 13 juillet 2009 instituant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

Règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

Règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014 déclarant certaines catégories d'aides compatibles avec le marché intérieur en application des articles 107 et 108 du traité

Règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

Interinstitutional File, 2016/0379(COD), Brussels, 11 janvier 2019

Décisions de la Commission

Décision de la Commission du 14 décembre 2004, 2005/474/CE

Décision de la Commission du 20 juillet 2010 relative au régime d'aide C 38/09

Décision de la Commission du 29 septembre 2010, Aides d'Etat, SA.178/2010, C(2010) 4449 final

Décision du 20 décembre 2011 relative à l'application de l'article 106, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne aux aides d'Etat sous forme de compensations de service public octroyées à certaines entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général, 2012/21/UE

Décision de la Commission du 27 mars 2014, Aide d'Etat SA.36511, C(2014) 1315 final

Décision de la Commission du 23 juillet 2014, Aide d'Etat SA.35980, C (2014) 5083 final

Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.40454, C(2015) 7801 final

Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Aide d'Etat SA.39621, C(2015) 7805 final

Décision de la Commission du 11 août 2016, Aide d'Etat SA.43468 (2016/NN)

Décision de la Commission du 8 novembre 2016, Aide d'Etat SA.39621 (2015/C), C(2016) 7086 final

Décision de la Commission du 12 décembre 2016, Aide d'Etat SA.43780 (2015/N), C(2016) 8498 final

Décision de la Commission du 12 décembre 2016, Aide d'Etat SA.46655 (2016/NN), C(2016) 8604 final

Décision de la Commission du 12 décembre 2016, Aide d'Etat SA.46898 (2016/N), C(2016) 8605 final

Décision de la Commission du 20 décembre 2016, Aide d'Etat SA.42955, C(2016) 8742 final

Décision de la Commission du 7 avril 2017, Aide d'Etat SA.45852, C(2017) 2224 final

Décision de la Commission du 5 mai 2017, Aide d'Etat SA.47623 (2017/N), C(2017) 3135 final

Décision de la Commission du 5 mai 2017, Aide d'Etat SA.43485 (2015/N), C(2017) 3137 final

Lois

Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique

Loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 pour le développement économique des outre-mer

Loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement

Loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement

Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015

Loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017

Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

Ordonnances

Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie

Ordonnance n° 2015-899 du 23 juillet 2015 relative aux marchés publics

Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

Ordonnance n° 2016-1725 du 15 décembre 2016 relative aux réseaux fermés de distribution

Décrets

Décret du 23 décembre 1994 approuvant le cahier des charges type de la concession à Electricité de France du réseau d'alimentation générale en énergie électrique

Décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat

Décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité

Décret n° 2005-1149 du 7 septembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production électrique sous obligation d'achat

Décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil

Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse

Décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité

Décret n° 2016-360 du 25 mars 2016 relatif aux marchés publics

Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération

Décret n° 2016-687 du 27 mai 2016 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité

Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L.314-21 du code de l'énergie

Décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité

Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Décret n° 2016-1726 du 14 décembre 2016 relatif à la mise en service, aux contrôles et aux sanctions applicables à certaines installations de production d'électricité

Décret n° 2017-457 du 30 mars 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guyane

Décret n° 2017-530 du 12 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de La Réunion

Décret n° 2017-570 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Guadeloupe

Décret n° 2017-577 du 19 avril 2017 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Mayotte

Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 relatif à l'autoconsommation d'électricité et modifiant les articles D. 314-15 et D. 314-23 à D. 314-25 du code de l'énergie

Décret n° 2017-1650 du 30 novembre 2017 modifiant le décret n° 2016-691 du 28 mai 2016 définissant les listes et les caractéristiques des installations mentionnées aux articles L. 314-1, L. 314-2, L. 314-18, L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie

Décret n° 2018-243 du 5 avril 2018 organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables

Arrêtés

Arrêté du 25 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 7 juillet 2006 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 1^{er} mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 17 novembre 2008 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Arrêté du 20 novembre 2009 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse issue de la canne à sucre par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat dans les départements d'outre-mer et à Mayotte

Arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité

Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 23 juillet 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie des nappes aquifères ou des roches souterraines

Arrêté du 27 janvier 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Arrêté du 14 mars 2011 relatif à la rénovation des installations utilisant l'énergie hydraulique visées au 1° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000 et pris en application du décret 2001-410 du 10 mai 2001

Arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion

Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles

Arrêté du 21 décembre 2018 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie

Circulaires

Circulaire du 18 janvier 2010 relative aux relations entre les pouvoirs publics et les associations : conventions d'objectifs et simplification des démarches relatives aux procédures d'agrément

Circulaire du 14 février 2012 relative au Guide de bonnes pratiques en matière de marchés publics

Circulaire du 11 mai 2016 (NOR : FCPD 1600922C)

Décisions de justice et conclusions

Cour de justice de l'Union européenne

CJCE, 25 juin 1970, *France c/ Commission*, 47/69

CJCE, 21 février 1973, *Europemballage Corporation et Continental Can Company c/ Commission*, 6/72

CJCE, 30 janvier 1974, *Louwage c/ Commission*, 148/73

CJCE, 2 juillet 1974, *Italie c/ Commission*, 173/73

CJCE, 25 janvier 1977, *Bauhuis*, 46/76

CJCE, 22 mars 1977, *Steinike & Weinlig*, 78/76

CJCE, 24 janvier 1978, *Van Tiggele*, 82/77

CJCE, 20 février 1979, 120/78

CJCE, 17 juin 1981, *Commission c/ Irlande*, 113/80

CJCE, 30 janvier 1985, *Commission c/ France*, 290/83

CJCE, 20 septembre 1988, *Commission c/ Danemark*, 302/86

CJCE, 11 juin 1991, *Dioxyde de titane*, C-300/89

CJCE, 10 décembre 1991, *Merci convenzionali porto di Genova*, C-179/90

CJCE, 9 juillet 1992, *Commission c/ Belgique*, C-2/90

CJCE, 17 mars 1993, *Sloman Neptun*, C-72/91 et C-73/91

CJCE, 4 mai 1993, *Distribuidores Cinematográficos*, C-17/92

CJCE, 30 novembre 1993, *Kirsammer-Hack*, C-189/91

CJCE, 14 septembre 1994, *Espagne c/ Commission*, C-278/92

CJCE, 28 mars 1995, *The Queen*, C-324/93

CJCE, 15 octobre 1996, *Ijssel-Vliet*, C-311/94

CJCE, 15 mai 1997, C250/95

CJCE, 23 octobre 1997, *Commission c/ Pays-Bas*, C-157/94

CJCE, 23 octobre 1997, *Commission c/ République française*, C-159/94

CJCE, 28 avril 1998, C-118/96

CJCE, 7 mai 1998, *Viscido e.a.*, C-52/97 à C-54/97

CJCE, 18 juin 1998, *Corsica Ferries France SA*, C-266/96

CJCE, 1^{er} décembre 1998, *Ecotrade*, C-200/97

CJCE, 17 juin 1999, *Belgique c/ Commission*, C-75/97

CJCE, 17 juin 1999, *Piaggio*, C-295/97

CJCE, 16 mai 2000, *Ladbroke Racing et Commission*, C-83/98 P

CJCE, 7 décembre 2000, *Telaustria*, C-324/98

CJCE, 13 mars 2001, *PreussenElektra*, C-379/98

CJCE, 8 novembre 2001, *Adria-Wien Pipeline*, C-143/99

CJCE, 22 novembre 2001, *Ferring*, C-53/00

CJCE, 7 mars 2002, *Italie c/ Commission*, C-310/99

CJCE, 16 mai 2002, *France c/ Commission*, C-482/99

CJCE, 16 mai 2002, *Stardust*, C-482/99

CJCE, 13 juin 2002, *Pays-Bas c/ Commission*, C-382/99

CJCE, 18 juin 2002, *Allemagne c/ Commission*, C-242/00

CJCE, 17 septembre 2002, *Concordia Bus Finland Oy Ab c/ Helsingin kaupunki et HKL-Bussiliikenne*, C-513/99

CJCE du 23 janvier 2003, *Makedoniko Metro et Michaniki*, C-57/01

CJCE, 13 mars 2003, *Müller Fauré*, C-385/99

CJCE, 8 mai 2003, *ATRAL*, C-14/02

CJCE, 27 juillet 2003, *Altmark trans Gmbh*, C-280/00

CJCE, 21 octobre 2003, *Van Calster*, C-261/01 et C-262/01

CJCE, 27 novembre 2003, *Enirisorse*, C-34/01 à C-38/01

CJCE, 5 février 2004, *Commission c/ Italie*, C-270/02

CJCE, 29 avril 2004, *Italie c/ Commission*, C-372/97

CJCE, 15 juillet 2004, *Pearle BV*, C-345/02

CJCE, 14 décembre 2004, *Radlberger Getränkegesellschaft et S. Spitz*, C-309/02

CJCE, 13 janvier 2005, *Streekgewest*, C-174/02

CJCE, 13 janvier 2005, *Pape*, C-175/02

CJCE, 28 juin 2005, *Dansk Rorindustri e. a. c/ Commission*, affaires jointes C-189/02 P, C-202/02 P, C-205/02 P à C-208/02 P et C-213/02 P

CJCE, 27 octobre 2005, C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04

CJCE, 10 janvier 2006, *Commission c/ Conseil et Parlement*, C-178/03

CJCE, 12 janvier 2006, *Commission c/ Luxembourg*, C-69/05

CJCE, 18 mai 2006, *Archer Daniels Midland*, C-397/03 P

CJCE, 15 juin 2006, *Air Liquide Industries Belgium*, C-393/04 et C-41/05

CJCE, 5 décembre 2006, *Cipolla e.a.*, C-94/04 et C-202/04

CJCE, 20 septembre 2007, *Commission c/ Pays-Bas*, C-297/05

CJCE, 24 janvier 2008, *Emm. G. Lianakis AE, c/ Dimos Alexandroupolis*, C-532/06

CJCE, 8 mai 2008, *Ferriere Nord c/ Commission*, C-49/05 P

CJCE, 22 mai 2008, *Citiworks AG*, C-439/06

CJCE, 17 juillet 2008, *Essent Netwerk*, C-206/06

CJCE, 11 septembre 2008, *Allemagne e.a. c/ Kronofrance*, C-75/05 P et C- 80/05 P

CJUE, 11 décembre 2008, *Commission c/ Autriche*, C-524/07

CJCE, 22 décembre 2008, *Régie Networks*, C-333/07

CJUE, 28 février 2009, *Commission c/ Italie*, C-518/06

CJUE 8 septembre 2009, *Ligua Portuguesa c/ Bwin*, C-42/07

CJUE, 6 octobre 2009, C-153/08

CJUE, 20 avril 2010, *Federutility e.autres*, C-265/08

CJUE, 20 mai 2010, *Todaro Nunziatina & C.*, C-138/09

CJUE, 2 décembre 2010, *Holland Malt c/ Commission*, C-464/09 P

CJUE, 14 juin 2011, *Pfleiderer*, C-360/09

CJUE, 8 septembre 2011, *NOx*, C-279/08 P

CJUE, 6 octobre 2011, C-443/10

CJUE, 21 décembre 2011, *Commisson c/ Autriche*, C-28/09

CJUE, 21 décembre 2011, *Enel Produzione SpA*, C-242/10

CJUE, 10 mai 2012, *Commission c/ Pays-Bas*, C-368/10

CJUE, 6 septembre 2012, *Parlement c/ Conseil*, C-490/10

CJUE, 8 mai 2013, C-197/11 et C-203/11

CJUE, 17 octobre 2013, *Commission c/ Italie*, C-344/12

CJUE, 4 décembre 2013, C-111/10

CJUE, 19 décembre 2013, *Vent de colère !*, C-262/12

CJUE, 5 juin 2014, *Commission c/ Italie*, C-547/11

CJUE, 1^{er} juillet 2014, *Ålands Vindkraft*, C-573/12

CJUE, 11 septembre 2014, *Essent belgium*, C-204/12 à C-208/12

CJUE, Ordonnance, 15 mars 2017, *Enedis SA c/ Axa Corporate Solutions SA et Ombrière Le Bosc SAS*, C-515/16

CJUE, 3 mars 2018, *Ettevõtlike Arendamise Sihtasutus*, C-349/17

Conclusions devant la Cour de justice de l'Union européenne

Conclusions de l'avocat général M. F. G. Jacobs, présentées le 26 octobre 2000, dans l'affaire C-379/98

Conclusions de l'avocat général M. Geelhoed, présentées le 4 mars 2004, dans les affaires C-174/02 et C-175/02

Conclusions de l'avocat général M. Dámaso Ruiz-Jarabo, présentées le 11 mars 2004, dans l'affaire C-345/02

Conclusions de l'avocat général Mme Christine Stix-Hackl, présentées le 14 juillet 2005, dans les affaires jointes C-266/04 à C-270/04, C-276/04 et C-321/04 à C-325/04

Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 24 janvier 2008, dans l'affaire C-206/06

Conclusions de l'avocat général Mme Juliane Kokott, présentées le 26 juin 2008, dans l'affaire C-333/07

Conclusions de l'avocat général M. Dámaso Ruiz-Jarabo Colomer, présentées le 20 octobre 2009, dans l'affaire C-265/08

Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 22 décembre 2010, dans l'affaire C-279/08

Conclusions de l'avocat général M. Paolo Mengozzi, présentées le 17 janvier 2013, dans l'affaire C-117/10

Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 8 mai 2013, dans les affaires jointes C-204/12 à C-208/12

Conclusions de l'avocat général M. Yves Bot, présentées le 28 janvier 2014, dans l'affaire C-573/12

Tribunal de l'Union européenne

TPICE, 6 mars 2002, *Diputacion Foral de Alava c/ Commission*, T-127/99, T-129/99 et T-148/99

TPICE, 30 avril 2002, *Government of Gibraltar c/ Commission*, T-195/01 et T-207/01

TPICE, 19 mars 2003, *CMA CGM e.a. c/ Commission*, T-213/00

TPICE, 14 janvier 2004, *Fleuren Compost c/ Commission*, T-109/01

TPICE, 12 février 2008, *BUPA et autres*, T-289/03

TPICE, 11 mars 2009, *TF1 c/ Comm*, T-354/05

Tribunal UE, 16 décembre 2010, *Pays-Bas c/ Commission*, T-231/06 et T-237/06

Tribunal UE, 7 mars 2013, T-370/11

Tribunal UE, 16 octobre 2013, *TF1 c/ Commission*, T-275/11

Tribunal UE, 11 juillet 2014, *DTS Distribuidora de Televisión Digital*, T-533/10

Tribunal UE, 11 juillet 2014, *Telefonica de Espana et Telefonica Moviles Espana c/ Commission*, T151/11

Tribunal UE, 3 décembre 2014, *Castelnou Energía, SL c/ Commission européenne*, T-57/11

Conseil constitutionnel

Décision n° 2005-516 DC du 7 juillet 2005

Décision n° 2015-718 DC du 13 août 2015

Conseil d'Etat

CE, 19 janvier 1973, *Société d'exploitation électrique de la rivière du SANT*, n° 82338

CE, 7 juillet 1989, *Société Cofiroute*, n° 106284

CE, 25 juillet 2001, *Commune de Gravelines*, n° 229666

CE, 21 mai 2003, *UNIDEN*, n° 237466

CE, 4 avril 2005, *Commune de Castellar*, n° 265784

CE, 13 mars 2006, *Réseau Ferré de France*, n° 265582 et 273093

CE, 10 mai 2006, *Société Bronzo*, n° 281976

CE, 6 avril 2007, *Département de l'Isère*, n° 298584

CE, 19 décembre 2008, *CELF*, n° 274923

CE, 27 juillet 2009, *Société Boucherie du marché*, n° 312098

CE, 27 juillet 2009, *SA Montaudis*, n° 313502

CE, 1^{er} juillet 2010, *Société Bioenerg*, n° 333275

CE, 24 juin 2011, *Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement et Société Autostrade per l'Italia S.P.A.*, n° 347720

CE, 9 novembre 2011, *SNC Stop Hôtel Villeneuve-d'Ascq*, n° 323273

CE, 16 novembre 2011, *Société Ciel et Terre et autres*, n° 344972

CE, 15 mai 2012, *Association Vent de Colère ! Fédération Nationale et autres*, n° 324852

CE, 11 mars 2013, n° 364551

CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 28052014

CE, 30 juillet 2014, *Commune de Biarritz*, n° 363007

Avis CE, 22 juillet 2015, *Praxair*, n° 3888534

CE, 9 octobre 2015, n° 369417

CE, 15 avril 2016, *Vent de colère*, n° 393721

Conclusions devant le Conseil d'Etat

Conclusions du rapporteur public Mme Legras, CE, 27 juillet 2009, *Société Boucherie du marché*, n° 312098

Conclusions du rapporteur public Mme Legras, CE, 28 mai 2014, *Vent de colère*, n° 324852

Conclusions du rapporteur public M. Aladjidi, CE, 22 juillet 2015, *Société Praxair*, n° 388853

Cours administratives d'appel

CAA Bordeaux, 22 février 1994, *Banque populaire Centre-Atlantique*, n° 92BX00939

CAA Lyon, 17 mai 1995, *Caisse régionale de crédit agricole de Savoie*

CAA Paris, 1^{er} octobre 2007, *Société SAS P*, n° 07PA00118

CAA Paris, 3 avril 2014, *Association "La Justice dans la Cité"*, n° 13PA02769

CAA Douai, 29 janvier 2015, n° 13DA01529

CAA Paris, 23 février 2016, n° 12PA03983

CAA Bordeaux, 18 octobre 2016, n° 16BX00728

Tribunaux administratifs

TA Paris, 6 juillet 2012, *SAS Praxair*, n° 1105485

TA Cergy, 17 juin 2014, *Société WPD offshore*, n° 1404907

Tribunal des conflits

TC, 10 juillet 1956, *Société Bourgogne Bois*, n° 1565

Cour de cassation

CCass, 23 janvier 2004, n° 03-13.617

CCass, 12 juin 2012, n° 11-17344

Cours d'appel

Cour d'appel de Paris, 7 avril 2011, n° 2009/22783

Cour d'appel de Paris, 12 décembre 2013, n° 2012/18468

Cour d'appel de Paris, 12 janvier 2017, *Valsophia*, n° 2015/15157

Cour d'appel de Versailles, 3 juillet 2018, n° 17/03977

Cordis

Décision du Cordis du 2 octobre 2009

Décision du Cordis du 6 mai 2015 *Valsophia c/ ERDF*

Documents officiels

Documents de la Commission

Communication de la Commission du 6 novembre 1974, Lettre de la Commission aux Etats membres S/74/38887

Lettre aux Etats membres (SG(80) D/8287) du 7 juillet 1980, in X^e rapport sur la politique de concurrence, 1980

Lettre aux Etats membres (SG(87) D/3795) du 23 mars 1987, in XVI^e rapport sur la politique de concurrence, 1986

Communication de la Commission du 20 novembre 1996, Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. Livre vert pour une stratégie communautaire, COM (96) 576 final

Livre Vert, Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, COM/2000/0769 final

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 311 E/22)

Encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement, (2001/C 37/03)

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel, COM(2001) 125 final

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, COM(2003) 740 final

Exposé des motifs du projet de directive, COM(2003) 740 final

Communication de la Commission, Une politique de concurrence proactive pour une Europe compétitive, 20 avril 2004, COM(2004) 293 final

Encadrement communautaire des aides d'Etat sous forme de compensation de service public, 2005/C 297/04

Communication de la Commission du 7 juin 2005, Plan d'action dans le domaine des aides d'Etat, COM(2005) 107 final

Livre vert, Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable, COM(2006) 105 final

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2008) 30 final

Communication de la Commission du 23 janvier 2008, Deux fois 20 pour 2020 - Saisir la chance qu'offre le changement climatique, COM(2008) 30 final

Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement (2008/C 82/01)

Communication de la Commission du 3 mars 2010, Europe 2020, Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive, COM(2010) 2020 final

Communication de la Commission du 20 septembre 2011, Feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources, COM(2011) 571 final

Communication de la Commission du 8 mai 2012, Modernisation de la politique de l'UE en matière d'aides d'Etat, COM(2012) 209 final

Communication de la Commission du 6 juin 2012, Energies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, COM(2012) 271 final

Communication de la Commission du 15 novembre 2012, Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, COM(2012) 663 final

Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'Etat aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, 2012/C 8/02

Commission staff working document, European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013) 439 final

Environmental and Energy Aid Guidelines 2014 – 2020, Consultation paper, 11 mars 2013

Communication de la Commission du 5 novembre 2013, Réaliser le marché intérieur de l'électricité et tirer le meilleur parti de l'intervention publique, C(2013) 7243 final

Etude d'impact accompagnant le projet de lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, SWD(2014) 139

Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020

Communication de la Commission du 22 janvier 2014, Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030, COM(2014) 15 final

Communication de la Commission du 2 juillet 2014, Initiative pour l'emploi vert : Exploiter le potentiel de création d'emplois de l'économie verte, COM(2014) 446

Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, C(2016) 2107 final

Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752 final

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, COM(2016) 767 final

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, COM(2016) 864 final/2

Proposal for a directive of the European parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, 2016/0382 (COD), Brussels, 21 June 2018

Fiche explicative de la Commission européenne sur le dialogue compétitif

Documents du Parlement et du Conseil

Recommandation du Conseil du 9 juin 1982, JOL 160 du 28/06/1988

Résolution du Conseil du 16 septembre 1986 concernant de nouveaux objectifs de politique énergétique communautaire pour 1995 et la convergence des politiques des Etats membres, JO C241 du 25/09/1986

Avis du Parlement en première lecture sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (A5-0320/2000)

Proposition modifiée de Directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, CS/2001/5244

Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de

l'électricité et du gaz naturel (COM(2001) 125 – C5-0184/2001 – 2001/0077(COD)), A5-0077/2002 final

Résolution du Parlement européen sur les aides d'Etat sous forme de compensation de service public, 2004/2186

Rapport de la Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie du Parlement sur la proposition de directive concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, A6-0099/2005

Conclusions de la Présidence, Conseil européen des 23 et 24 mars 2006, 7775/06

Conclusions de la Présidence - Bruxelles, les 8 et 9 mars 2007, 7224/1/07

Rapport sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, A6-0369/2008

Documents du Comité économique et social européen

Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (2000/C 367/02)

Avis du Comité économique et social (2002/C 36/03)

Avis du Comité économique et social sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel , 2002/C 36/03

Avis du Comité économique et social européen du 28 juillet 2009, L'approche proactive de la pratique du droit : un pas en avant vers une meilleure réglementation au niveau de l'UE (2009/C 175/05)

Avis du Comité économique et social européen sur la Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures, 2005/C 120/22

Documents du Gouvernement français

Etude d'impact du projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

Etude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

Feuille de route pour la transition écologique, septembre 2012

Fiche d'impact du projet d'ordonnance relatif aux réseaux fermés de distribution

Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, *Projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028*, 2019

Projet de loi n°1253 relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

Projet de loi n° 2451 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

Projet de loi de finances rectificative pour 2015

Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, *Rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, Période 2009 – 2020*

Réponse des autorités françaises à la consultation de la Commission sur le projet de lignes directrices concernant les aides dans le domaine de l'environnement et de l'énergie

Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer, *Synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie*,

Documents de l'Assemblée nationale et du Sénat

Rapport n° 1371 fait au nom de la commission de la production et des échanges de l'Assemblée nationale sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, déposé le 4 février 1999

Rapport n° 502 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, déposé le 29 septembre 1999

Rapport n° 2004 fait au nom de la commission de la production de l'Assemblée nationale sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, déposé le 8 décembre 1999

Rapport n° 400 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du Territoire sur le projet de loi relatif aux marchés énergétiques et au service public de l'énergie, déposé le 26 novembre 2002

Rapport n° 2160 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire sur le projet de loi d'orientation sur l'énergie, déposé le 16 mars 2005

Rapport n° 1597 fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire sur le projet de loi d'orientation sur l'énergie, déposé le 12 mai 2004

Rapport n° 330 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi d'orientation sur l'énergie, déposé le 2 juin 2004

Rapport n° 1862 déposé par la commission des affaires économiques sur l'énergie photovoltaïque, enregistré le 16 juillet 2009

Rapport n° 2449 fait au nom de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire de l'Assemblée nationale sur le projet de loi portant engagement national pour l'environnement, déposé le 9 avril 2010

Rapport d'information n° 2197 fait au nom de la délégation aux outre-mer sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 11 septembre 2014

Rapport d'information n° 2225 sur l'adaptation du droit de l'énergie aux outre-mer, déposé le 17 septembre 2014

Rapport n° 2230 fait au nom de la commission spéciale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Tome I, déposé le 27 septembre 2014

Avis n° 236 fait au nom de la commission des finances du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 21 janvier 2015

Avis n° 244, présenté au nom de la commission du développement durable, des infrastructures, de l'équipement et de l'aménagement du territoire sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 21 janvier 2015

Rapport n° 263 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 28 janvier 2015

Rapport d'information n° 265 fait au nom de la délégation aux collectivités territoriales, déposé le 28 janvier 2015

Rapport n° 2736 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale pour l'examen du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 16 avril 2015

Rapport n° 529 fait au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, déposé le 17 juin 2015

Rapport n° 3004 fait au nom de la commission spéciale de l'Assemblée nationale, déposé le 22 juillet 2015

Rapport d'information n° 4157 sur l'application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Rapport n° 4192 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, sur le projet de loi n° 4122, déposé le 9 novembre 2016

Rapport n° 229 fait au nom de la commission des finances sur le projet de loi de finances rectificative pour 2015, déposé le 9 décembre 2015

Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016

Avis n° 4127 fait au nom de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le projet de loi de finances pour 2017

Rapport d'information n° 147, fait au nom de la commission des affaires européennes du Sénat sur l'électricité dans l'Union de l'énergie, déposé le 7 décembre 2017

Rapport d'information n° 445, fait au nom de la commission des finances du Sénat sur l'enquête de la Cour des comptes sur le soutien aux énergies renouvelables, déposé le 18 avril 2018

Avis n°148, présenté au nom de la commission des affaires économiques du Sénat sur le projet de loi de finances pour 2019, Tome II, « Ecologie, Développement et mobilité durables (énergie) »

Documents des autorités administratives

Avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998 du Conseil de la concurrence relatif à une demande d'avis sur les principes à respecter ou les dispositions à prévoir pour assurer le fonctionnement concurrentiel du marché électrique dans le cadre tracé par la directive européenne 96/92/CE

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 5 juin 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 5 juin 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées à l'article 2-1 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 12 juillet 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée.

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 20 décembre 2001 sur l'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations utilisant l'énergie radiative du soleil, telles que visées à l'article 2 (3°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Communication de la Commission de régulation de l'électricité du 22 mai 2003 sur le traitement des sites éligibles indirectement raccordés aux réseaux électriques publics

Avis de la Commission de régulation de l'énergie du 10 janvier 2007 sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des mers, telles que visées par l'article 2 (1°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent

Avis de la Commission de régulation de l'électricité du 3 décembre 2009 sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 avril 2012 portant avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2012 portant avis sur le choix des offres que la ministre chargée de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité solaire d'une puissance crête supérieure à 250 KWc

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 avril 2013 portant décision sur les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 28 mai 2014 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2014 portant communication sur la contribution au service public de l'électricité

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 10 décembre 2014 portant avis sur la demande d'autorisation de construction d'une ligne directe entre l'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères de Gerland située à Lyon et le Métro du réseau de Transports en Commun Lyonnais

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2015 portant avis sur le projet de décret relatif au complément de rémunération mentionné à l'article L. 314-18 du code de l'énergie

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 mai 2016 portant avis sur le projet de décret relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées »

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 27 octobre 2016 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de techniques de conversion du rayonnement solaire d'une puissance supérieure à 100kWc et situées dans les zones non interconnectées

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 3 novembre 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 novembre 2016 portant avis sur le projet de conditions pour l'organisation d'un dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité n° 2017-044 du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale »

Délibération de la commission de régulation de l'énergie n° 2017-047 du 16 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les

installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité n° 2017-064 du 23 mars 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de six aérogénérateurs au maximum

Délibération de la Commission de régulation de l'électricité n° 2017-086 du 20 avril 2017 portant avis sur le projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne situées en métropole continentale

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-276 du 7 décembre 2017 portant avis sur le projet de décret organisant la mise aux enchères des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables en application des articles L. 314-14-1 et L. 314-17 du code de l'énergie

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-201 du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-284 du 20 décembre 2018 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-041 du 28 février 2019 portant avis sur le projet de modification des règles du mécanisme de capacité

Réponse de la Commission de régulation de l'énergie à la consultation de la DGEC sur l'évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat

Avis et Rapports du Conseil d'Etat

Conseil d'Etat, Rapport public annuel 1991, *De la sécurité juridique*, La Documentation française

Conseil d'Etat, Avis sur le projet de loi, n° 392061, séance du 6 octobre 2016

Documents relatifs aux procédures de mise en concurrence

Cahier des charges de l'appel d'offres du 15 septembre 2011, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc

Cahier des charges de l'appel d'offres du 13 mars 2013, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc

Cahier des charges de l'appel d'offres du 18 mars 2013, portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine

Cahier des charges de l'appel d'offres du 27 novembre 2014, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc

Cahier des charges de l'appel d'offres du 17 février 2016, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de biomasse

Cahier des charges de l'appel d'offres du 2 août 2016, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation

Cahier des charges de l'appel d'offres du 24 août 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 30 MWc »

Cahier des charges de l'appel d'offres du 16 décembre 2016 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées

Cahier des charges de l'appel d'offres du 14 mars 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire.

Cahier des charges de l'appel d'offres du 24 mars 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale

Cahier des charges de l'appel d'offres du 3 mai 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques

Cahier des charges de l'appel d'offres du 5 mai 2017 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent, implantées à terre

Cahier des charges de l'appel d'offres du 11 décembre 2017, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne situées en métropole continentale

Document de consultation du dialogue concurrentiel du 16 décembre 2016, portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque

Règlement de l'appel à projets pour le développement d'unités de méthanisation en Île-de-France 2017-2018 - 4ème session, Région Ile-de-France et ADEME

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc, 30 juillet 2013

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation du 2 août 2016

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 14 septembre 2016

Réponses aux questions des candidats relatives au dialogue concurrentiel n°1/2016

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc », 16 janvier 2017

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation, 24 janvier 2017

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, 19 mai 2017

Réponses aux questions des candidats relatives à l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale, 31 août 2017

Sources non juridiques

Ouvrages généraux, traités et manuels

Amaro (R), Béhar-Touchais (M), Charbit (N), *A quoi sert la concurrence ?*, Concurrences, 2014

Guerrien (B) et Bénicourt (E), *La théorie économique néoclassique*, La Découverte, « Grands Repères/Manuels », 2008, 3^e éd.

Michael Faure (M), *L'analyse économique du droit de l'environnement*, Bruylant, 2007

Musgrave (R), *The Theory of Public Finance : a study in public economy*, McGraw-Hill, 1959

Vallée (A), *Économie de l'environnement*, nouvelle éd., Paris, Seuil, 2011, pp. 31 et s.

Thèses et mémoires

Saguan (M), *L'analyse économique des architectures de marche électrique. Application au market design du « temps réel »*, Thèse, École Supérieure d'Électricité, Université Paris-Sud XI, 2007

Articles

Abdesselam (R), Renou-Maissant (P) et Roussafi (F), « Performances contrastées du développement des énergies renouvelables dans les régions françaises », *Revue d'Économie Régionale & Urbaine*, 2019/1, janvier, p. 27 à 54

Abolhosseini (S), Heshmati (A), "The main support mechanisms to finance renewable energy development", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, p. 876-885

Albrecht (J), Laleman (J), Vulsteke (E), “Balancing demand-pull and supply-push measures to support renewable electricity in Europe”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, p. 267-277

Battle (C), Perez-Arriaga (I. J.), Zambrano-Barraga (P), “Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing”, *Energy Policy*, 2012, p. 212-220

Beeker (E) et Lavergne (R), « Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ? », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 33-40

Bougette (P) et Charlier (C), « La difficile conciliation entre politique de concurrence et politique industrielle : le soutien aux énergies renouvelables », *Revue économique*, 2016, p. 185-199

Bourcet (C), Cézanne (C), Rigot (R) et Saglietto (L), « Le financement participatif de projets d'énergies renouvelables (EnR) : éclairages sur le modèle économique et les risques d'une plateforme française », *Innovations - Revue d'économie et de management de l'innovation*, De Boeck Supérieur, 2019

Bunn (D. W), Muñoz (J.I.), “Supporting the externality of intermittency in policies for renewable energy”, *Energy Policy*, 2016, p. 594-602

Butler (L), Neuhoff (K), “Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development”, *Renewable Energy*, 2008, p. 1854-1867

Crassous (R) et Roques (F), « Les coûts associés à l'insertion des EnR intermittentes dans le système électrique – une revue de la littérature », *CEEM Working Paper*, 2015

Douguet (S) et Darcet-Felgen (A), « Les aides à l'électricité d'origine renouvelable : vers un nouveau paradigme ? », *Revue Lamy de la concurrence*, 2014, p. 158-160

Dumez (H) et Renou (S), « Les énergies renouvelables existent-elles et peut-on piloter la transition énergétique ? », *Annales des Mines - Gérer et comprendre*, n° 134, 2018/4, p. 3-13

Faúndez (P), “Renewable energy in a market-based economy: How to estimate its potential and choose the right incentives”, *Renewable Energy*, 2008, p. 1768-1774

Finon (D), « Le rôle croissant de la main visible dans les marchés électriques européens », *CEEM Working Paper*, 2013

- Finon (D), « Le besoin de marchés de la flexibilité : l'adaptation du design des marchés électriques aux productions d'énergies renouvelables », CEEM Working Paper, décembre 2014
- Finon (D), "Capacity mechanisms and cross-border participation: The EU wide approach in question", CEEM Working Paper, 2014
- Finon (D), « Les incohérences de la transition électrique au regard de la politique de transition énergétique », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 41-47
- Fontaine (T), « Electricité renouvelable, sécurité d'approvisionnement et marché de capacité », *Information et débats*, CEC, janvier 2016
- Friesenbichler (K.S.), « Policy interaction and the integration of volatile renewable energy », *Environmental Economics and Policy Studies*, 2016, p. 193-211
- Govillot (N), Lavergne (R) et Valérian (F), « Évaluation macroéconomique de la transition électrique en France », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 16-24
- Grigorjeva (J), « Les mécanismes de capacité dans l'UE : une nationalisation de la sécurité énergétique », Policy Paper, Jacques Delors Institut, mai 2015
- Hary (N), Rious (V), Saguan (S), "The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms", *Energy Policy*, 2016, p. 113-127
- Hauet (J-P), « Les énergies intermittentes : jusqu'où ? », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 25-32
- Hauteclouque (A de), « Mécanismes de capacité et contrôle des aides d'Etat : quelle stratégie pour la Commission ? », *Revue Lamy de la concurrence*, n° 51, juin 2016, p. 32-41
- Jaffe (A. B.), Felder (F. A.), « Should Electricity Markets Have a Capacity Requirement? If So, How Should it Be priced ? », *The Electricity Journal*, n° 10, 1996, p. 52-60
- Kenneth J. Arrow (J) and Debreu (G), « Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy », *Econometrica*, n° 3, 1954, p. 265-290
- Kitzing (L), Mitchell C), Morthorst (PE), "Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging?", *Energy Policy*, 2012, p. 192-201
- Kleiner (T) et Alexis (A), « Politique des aides d'Etat : Une analyse économique plus fine au service de l'intérêt commun », *Concurrences*, n° 4, 2005, p. 45

Llobet (G) et Padilla (J), « Centrales électriques conventionnelles dans les marchés électriques concurrentiels avec entrée de renouvelables », *The Energy Journal*, 2018

Mastropietro (P), Rodilla (P), Batlle (C), “National capacity mechanisms in the European internal energy market: Opening the doors to neighbours”, *Energy Policy*, 2015, p. 38-47

Napoléon (C), « Les instruments de soutien aux ressources renouvelables sont-ils adaptés pour lutter contre le changement climatique ? », *Pollution atmosphérique*, n° 223, juillet-décembre 2014

Palle (A), « L’Union européenne de la transition à la sécurité énergétique ? », *Revue internationale et stratégique*, n° 113, 2019/1, p. 155-165

Percebois (J), « La transition électrique, entre marchés et objectifs politiques », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 76-80

Percebois (J), « Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives », *Cahier de recherche*, n° 14.03.107, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, mars 2014

Perthuis (C. de) et Solier (B), « Le rôle du prix du carbone dans la transition électrique », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, n° 93, 2019/1, p. 81-85

Poize (N) et Rüdinger (A) « Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne », Working paper IDDRI, Sciences-Po, RAEE, janvier 2014

Quirion (P), « Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ? », FAERE Working Paper, 2015

Regan (D), “What Are Trade Agreements For? Two Conflicting Stories Told by Economists, with a Lesson for Lawyers”, *Journal of International Economic Law*, 2006, p. 951–988

Rio (P), “The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements”, *Energy Policy*, 2012, p. 139-151

Röpke (L), “The development of renewable energies and supply security: A trade-off analysis”, *Energy Policy*, 2013, p. 1011-1021

Saguan (M) et Douguet (S), « L’analyse économique des aides à la production d’électricité : Le cas des énergies renouvelables et décarbonées », n° 1, *Concurrences*, 2014, p. 185-199

Samuelson (P. A.), « Pure Theory of Public Expenditure », *The Review of Economics and Statistics*, 1954, p. 387-389

Samuelson (P. A.), « Aspects of Public Expenditure Theories », *The Review of Economics and Statistics*, 1958, p. 332-338

Sawyer (J. S.), « Man-made Carbon Dioxide and the “Greenhouse” Effect », *Nature*, 1972, p. 23-26

Schaffer (L.M.), Bernauer (T), “Explaining government choices for promoting renewable energy”, *Energy Policy*, 2014, p. 15-27

Schallenberg-Rodriguez (J), Haas (R), “Fixed feed-in tariff versus premium : a review of the current Spanish system”, *Renewable Sustainable Energy*, 2012, p. 293-305

Sokoloff (P), « Lutte contre le changement climatique, décentralisation énergétique, efficience des politiques publiques et cohésion territoriale : une synthèse nécessaire, un défi ambitieux », *Énergie - Environnement – Infrastructures*, n° 1, janvier 2016, dossier 3

Spector (D), « L'économiste appelé à la barre : la régulation économique et juridique de la concurrence », *Revue de Sciences humaines*, 2011, p. 237-246

Rapports

ADEME, *Étude du cadre législatif et réglementaire applicable au financement participatif des énergies renouvelables*, décembre 2015

Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*, octobre 2013

Centre d'analyse stratégique, *Les appels à projets : application aux politiques de l'emploi*, La note d'analyse Travail emploi, n° 256, décembre 2011

Commissariat général au développement durable, *Chiffres clés des énergies renouvelables*, Édition 2018

Commission mondiale sur l'Environnement et le Développement, Rapport, *Notre Avenir à Tous*, 1987

Conseil économique, social et environnemental, Rapport, *Les énergies renouvelables outre-mer : laboratoire pour notre avenir*, juillet 2011

Conseil national du débat, *Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France*, juillet 2013

Cour des comptes :

- Cour des comptes, Communication, *La contribution au service public de l'électricité (CSPE)*, juin 2012
- Cour des comptes, Rapport, *La politique de développement des énergies renouvelables*, juillet 2013
- Cour des comptes, Rapport, *Le soutien aux énergies renouvelables*, mars 2018

CRE :

- CRE, Rapport, *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*, avril 2014
- CRE, Rapport, *Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité*, juillet 2017
- CRE, Note, *Propositions de la CRE relatives au soutien aux énergies renouvelables*, octobre 2017
- CRE, Rapport, *Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale*, février 2019

DGEC, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, décembre 2014

E-CUBE Strategy Consultants :

- E-CUBE Strategy Consultants, *L'autoconsommation photovoltaïque, Principes économiques, revue des développements actuels et perspectives*, novembre 2014
- E-CUBE Strategy Consultants, *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*, janvier 2016
- E-CUBE Strategy Consultants, *Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie. Synthèse de l'étude*, mai 2018

HEPSUL, *Note comparative de solutions de comptage pour l'autoconsommation collective de la production photovoltaïque*, octobre 2015

OFATE :

- OFATE, Traduction, *Documentation de la Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG) sur la consommation directe d'électricité photovoltaïque par des tiers*, juin 2015
- OFATE, Etude, *Garanties d'origine et labellisation d'électricité verte en France et en Allemagne*, septembre 2016

PNUE, *Vers une économie verte : Pour un développement durable et une éradication de la pauvreté*, 2011

Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010

Rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique, Annexe au Projet de loi de finances pour 2015

Rapport sur les moyens consacrés à la politique énergétique, Annexe au Projet de loi de finances pour 2016

RTE, Rapport, *Un mécanisme de capacité révisé*, 2017

SRU, German Advisory Council on the Environment, *Pathways towards a 100% renewable electricity system*, octobre 2011

Documents institutionnels

Charte du dialogue compétitif, 18 janvier 2007

DGE, Document de travail, *Commande publique se référant aux dispositions relatives aux marchés publics, aux contrats de partenariat et aux concessions soumis aux directives « Marchés »*, 2015

DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 25 février 2015

DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 20 avril 2015

DGEC, « Architecture du complément de rémunération », Atelier du 28 mai 2015

SER, *Contribution du Syndicat des énergies renouvelables, Architecture du complément de rémunération*, mars 2015

MEDEF, *Guide du dialogue compétitif*, mars 2007

INDEX

A

Acheteur en dernier recours : **109 et s.**, 199

Acte atypique : 378

Aide d'Etat :

- Définition : **327**
- Aide existante : 364 et s.
- Aide nouvelle : 363 et s.
- Critères de définition : voir Avantage, Imputabilité, Ressources d'Etat,
- Service d'intérêt économique général environnemental : voir Service d'intérêt économique général

Appel d'offres (procédure d') : 42 et s., 54, **224 et s.**, 274, 277

Autoconsommation :

- Régime de : **507 et s.**
- Autoconsommation individuelle : 538, 539, 564
- Autoconsommation collective : 536 et s., 539, 552, 554, **558 et s.**, 564 et s.

Avantage : **327 et s.**, 332, 457, 459, 478, 485, 516, 518

C

Caractère approprié de la mesure d'aide (critère de) : 403 et s., 492, 494

Compatibilité :

- Contrôle de : **375 et s.**
- Conditions de (aides d'Etat) : **326**
- du caractère contraignant des objectifs nationaux : 62
- du fonctionnement des mécanismes de soutien : 89
- de la notion de service public : 40
- de l'autorisation d'exploiter : 100, 136, 141, 227
- de l'interdiction d'émission de garanties d'origine : 179
- du dialogue concurrentiel : 234 et s.
- des mécanismes de soutien :
 - avec la libre circulation des marchandises 296 et s.
 - avec le droit des aides d'Etat : 326, et s., 375 et s., 387 et s.,
- des « conditions générales » des LDAEE 2014 : 420 et s.
- du mécanisme de capacité : 490 et s.

Complément de rémunération : **156 et s.**, 526

Commission de régulation de l'énergie : 76 et s., 122, 207, **208 et s.**, 230 et s., 244 et s.

Croissance verte : 103

CSPE : 48, 516 et s., 532 et s.

D

Dialogue concurrentiel : **234 et s.**, 259 et s., 282 et s.

Dialogue compétitif : 241 et s.

Dispositif de soutien : 21

E

Economie :

- Analyse : 349, **390 et s.**
- Néoclassique (théorie) : **426 et s.**

Effet incitatif (critère d') : 401

Efficiency (critère d', principe d') : **397 et s.**, 420, 424, 428, 430, 434

Energies renouvelables (définition) : 18

F

Financement participatif : 267, 269 et s.

G

Garantie de capacité : 158, 167 et s., 462, 469 et s., 481 et s.

Garantie d'origine : 172 et s., 315 et s.

Guichet ouvert : **50 et s.**

I

Imputabilité : 327, 477

Innovation : 272 et s.

Investissement participatif : **264 et s.**, 269 et s.

L

Libre circulation des marchandises :

- Mesure d'effet équivalent : **299 et s.**
- Exigence impérative d'intérêt général : 300 et s.

Lien d'affectation contraignant : **342 et s.**

Ligne directe : **556 et s.**

Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement de 2008 : 84, 114, 391 et s.

Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 : 89 et s., 114 et s., 363, **376 et s.**, 419, 426 et s., 435 et s., 465, 490 et s.

M

Mécanisme de capacité : **445 et s.**

Mécanisme de soutien (définition) : 20

N

Nécessité d'intervention de l'Etat (critère de) : 492

Neutralité technologique : **117 et s.**, 407, 420, 437, 472

O

Objectif d'intérêt commun (critère de) : 399, 402, 491

Obligation d'achat : 44 et s., 76 et s., 110, 207, 213, 215, 217, 527 et s.

Offre économiquement la plus avantageuse : 226, 278, 280

P

Prévention des effets négatifs non désirés (critère de) : **493 et s.**, 501

Politique européenne :

- de l'énergie : **408 et s.**, 419 et s., 431
- de l'environnement : 38, 57, 58, **410 et s.**
- du marché intérieur : 37 et s., 417

Prime de gestion : 158, **169 et s.**

Prime à l'énergie : **158 et s.**

Programmation pluriannuelle de l'énergie : **135 et s.**

Proportionnalité :

- critère de : 404 et s., 492 et s.
- examen de la : 312 et s.

Prix négatifs : 97, 166, **197 et s.**

R

Règlement général d'exemption par catégories : 377 et s., 392

Réseau fermé de distribution : **553 et s.**

Réseau privé de distribution : 545, **548 et s.**

Ressources d'Etat : **327 et s.**, 333, 338 et s., 477

S

Sécurité d'approvisionnement : 39, 43, 72, 94, 137, 226 et s., 443, 486 et s., 498 et s., 497 et s.

Service d'intérêt économique général : 456 et s., 487, 489

T

TEPOS : **133 et s.**

Transition énergétique : 18, 25

TURPE : **515 et s.**, 532, 538

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	13
------------------------------------	-----------

PARTIE I : DES MECANISMES DE SOUTIEN A LA RECHERCHE DE LA CONCILIATION	31
---	-----------

TITRE I : DES PRINCIPES DIRECTEURS, DE LA COHERENCE A LA COMPLEXITE	33
--	-----------

Chapitre I : Un régime initial cohérent.....	35
---	-----------

Section I : Une compatibilité juridique assurée.....	36
---	-----------

I/ Une politique de soutien à la production d'électricité renouvelable intégrée à la politique du marché intérieur	37
---	----

A/ Une intervention des pouvoirs publics fondée sur la notion de « service public » de l'énergie	37
---	----

1) Une notion admise dans le droit du marché intérieur.....	38
---	----

2) Une notion développée en lien avec la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable	39
---	----

B/ Des instruments de soutien à la production d'électricité renouvelable mis en place par le droit communautaire.....	40
--	----

1) Le système d'autorisation des nouvelles installations de production d'énergie ...	41
--	----

2) Les systèmes de mise en concurrence	42
--	----

II/ Des mécanismes de soutien nationaux compatibles avec le droit communautaire	43
--	----

A) Les éléments fondamentaux du régime des mécanismes de soutien à la production d'électricité renouvelable	44
--	----

1) Les modes d'attribution du bénéfice de l'obligation d'achat	44
--	----

2) Le mécanisme de soutien de l'obligation d'achat	47
--	----

B) Des mécanismes de soutien organisés autour des instruments issus du droit communautaire	49
---	----

1) Le système d'attribution de l'obligation d'achat par « guichet ouvert »	50
--	----

2) Le système d'attribution de l'obligation d'achat par appels d'offres.....	54
Section II : Une cohérence politique assurée	56
I/ Une politique communautaire prudente à l'égard des prérogatives nationales.....	57
A) L'ambiguïté des motifs du soutien à la production d'électricité renouvelable	58
1) Une politique fondée sur la politique de l'environnement	58
2) Une définition inachevée de la nature des régimes de soutien.....	60
B) Un encadrement de compromis des politiques nationales	61
1) Un choix ambigu entre des objectifs nationaux indicatifs ou contraignants.....	62
2) Une solution de moyen terme entre l'harmonisation et l'encadrement des mécanismes de soutien nationaux.....	65
a) La mise à l'écart de la question de l'harmonisation des régimes de soutien.....	65
b) L'émergence de la question du niveau d'encadrement des régimes de soutien....	67
II/ Un rôle planificateur de l'Etat réaffirmé.....	69
A) Une définition extensive du service public de l'électricité justifiant le rôle planificateur de l'Etat	70
1) Une définition « défensive » du service public de l'électricité au cœur de la loi .	70
2) Un service public de l'électricité au contenu étendu.....	71
B) Une place importante de l'autorité administrative dans la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable	74
1) Un mode d'adoption de la programmation pluriannuelle des investissements favorable au ministre chargé de l'énergie.....	74
2) Une répartition des prérogatives dans l'attribution de l'obligation d'achat favorable à l'Etat	76
Conclusion du chapitre I	81
Chapitre II : Une réforme aux principes directeurs complexes	83
Section I : Des principes de fonctionnement des mécanismes de soutien conciliables	84
I/ Un objectif de diminution de l'impact des mécanismes de soutien sur le marché intégré par le législateur	84
A/ Un objectif défini par la Commission européenne	86
1) Le principe de dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité	86

2) Le principe d'adaptation régulière des mécanismes de soutien aux conditions de marché	90
B/ Une mise en œuvre peu soulignée mais réelle	92
1) Une intégration indirecte dans les dispositions législatives programmatiques	92
2) Un objectif appliqué concrètement par le législateur	96
a) L'application du principe de la dépendance des mécanismes de soutien au marché de l'électricité	96
b) L'application du principe d'adaptation régulière des mécanismes de soutien aux conditions de marché	98
II/ Un objectif de maintien de la rentabilité des investissements instauré par le législateur.....	101
A/ Un principe implicite et ambigu	102
1) Un principe non formulé expressément	102
2) Un principe rattachable à l'orientation de la transition énergétique vers la compétitivité de l'économie	105
B/ Le constat de la mise en œuvre d'un principe de maintien de la rentabilité des investissements	107
1) Les différentes dimensions de l'objectif de « rentabilité raisonnable » des installations	107
2) Le système de l'acheteur en dernier recours	109
Section II : Des principes d'attribution des mécanismes de soutien imparfaitement conciliables	112
I/ Un refus implicite du législateur d'intégrer toutes les dimensions de l'objectif de concurrence dans l'octroi des mécanismes de soutien	113
A/ Les deux dimensions de l'objectif de concurrence dans l'octroi des mécanismes de soutien.....	113
1) Le principe de mise en concurrence des producteurs d'énergie renouvelable	114
2) Le principe de mise en concurrence des technologies de production d'énergie renouvelable.....	116
B/ Des principes appliqués de manière incomplète dans le droit interne	120
1) Des principes partiellement appliqués malgré le silence de la loi.....	120
a) Des principes concurrentiels partiellement mis en œuvre par les autorités publiques.....	120

b) Les motifs de la dichotomie entre la loi et son application.....	123
2) Une loi ambiguë, source d'incertitude	125
II/ Une volonté du législateur de renforcer le rôle planificateur de l'Etat.....	127
A/ Un objectif inscrit dans la continuité de la politique énergétique nationale.....	127
1) Une volonté politique exposée dans les objectifs de la politique de l'énergie....	128
2) Une planification de la production de l'électricité maintenue au niveau de l'Etat	
.....	130
a) La place importante des collectivités locales comme acteurs de la planification de	
la transition énergétique.....	130
b) Un rôle des collectivités locales centré sur le volet « consommation » de la	
transition énergétique	133
B/ La mise en place des programmations pluriannuelles de l'énergie	135
1) Une programmation à la place renforcée dans la planification du développement	
de la production d'électricité renouvelable	135
a) Des programmations pluriannuelles de l'énergie à la valeur juridique renforcée et	
à la portée élargie.....	135
b) Un contrôle de l'application des programmations pluriannuelles de l'énergie	
rationalisé.....	140
2) Une tendance tempérée par une certaine déconcentration	142
Conclusion du chapitre II.....	149
 CONCLUSION DU TITRE I	151
 TITRE II : UNE DIFFICILE CONCILIATION DANS LA MISE EN OEUVRE	153
 Chapitre I : Une réforme du fonctionnement des mécanismes de soutien conciliant	
les différents objectifs poursuivis	155
Section I : Une intégration renforcée de l'électricité renouvelable sur le marché	
.....	156
I/ Un complément de rémunération équilibrant les différents objectifs poursuivis	156
A/ Un mécanisme de soutien intégrant les installations soutenues au marché de	
l'électricité	157

1) La recherche d'un équilibre entre l'objectif d'éviter les sur-rémunérations et la recherche d'efficacité des installations de production.....	158
a) La difficulté de prendre en compte le caractère « performant » des installations de production d'énergie renouvelable non commandables	159
b) Le recours au plafonnement pour éviter les sur-rémunérations	161
2) La recherche de l'intégration des installations de production d'électricité renouvelable au marché	162
B/ Un mécanisme de soutien équilibrant dépendance au marché de l'électricité et garantie de la rentabilité des investissements	167
1) Une valorisation des garanties de capacité axée sur le principe de dépendance au marché des mécanismes de soutien	167
2) Une prime de gestion visant à garantir la stabilité et la prévisibilité de revenu..	169
II/ Une mise en œuvre de la valorisation des garanties d'origine révélatrice de la difficulté à concilier les différentes finalités poursuivies	171
A/ L'existence d'un « triangle d'incompatibilité » entre les objectifs poursuivis dans la valorisation des garanties d'origine	172
1) L'incertitude quant à l'objectif de la valorisation des garanties d'origine.....	172
2) L'impossibilité de poursuivre plusieurs objectifs dans le cadre de la LTECV ...	177
B/ La solution de la valorisation des garanties d'origine par l'Etat	183
1/ Le rejet du choix de privilégier l'objectif de non-cumul des rémunérations	183
2) Une valorisation des garanties d'origine par l'Etat encadrée.....	184
Section II : Des mécanismes de soutien structurés par les principes de garantie de la rémunération et de maîtrise du développement de la production d'électricité renouvelable.....	189
I/ Un régime juridique équilibrant risque de sur-rémunération et garantie d'un niveau suffisant de rémunération	189
A/ Un cadre juridique visant à éviter les sur-rémunérations	190
1) Des mécanismes d'adaptation du niveau de rémunération	190
a) Une fixation du niveau de l'aide en vue d'une « rémunération raisonnable »	191
b) Des mécanismes de révision régulière des niveaux de soutien.....	192
2) Un encadrement du versement de l'aide visant à éviter tout effet d'aubaine.....	195
B/ Un cadre juridique visant à garantir un niveau suffisant de rémunération	196
1) Une limitation des risques liés à l'exposition au marché	197

a) Une limitation de l'impact des heures de prix négatifs sur la rémunération	197
b) Une limitation du risque de ne pas trouver d'acheteur de l'énergie produite	199
2) Des possibilités de renouvellement du bénéfice des mécanismes de soutien	200
a) Des possibilités de renouvellement en cas de rentabilité insuffisante des installations	201
b) Des possibilités de renouvellement sous condition de localisation ou d'investissement	204
II/ Un régime juridique renforçant la capacité de pilotage de la politique énergétique et visant au maintien de la rentabilité des installations	205
A/ Un renforcement tempéré du pouvoir réglementaire dans la mise en place des mécanismes de soutien	206
1) Un accroissement des compétences du pouvoir réglementaire dans l'organisation du système de soutien	207
2) Un mouvement modéré de territorialisation et de décentralisation des mécanismes de soutien	211
a) Des mécanismes de soutien partiellement territorialisés	211
b) Une amorce de décentralisation des mécanismes de soutien	213
B/ Un recours aux mécanismes de soutien visant à maintenir la rentabilité de certaines catégories d'installations	214
1) Un usage des mécanismes de soutien dépendant de la politique de la Commission	214
2) Un aménagement du passage au complément de rémunération visant à maintenir la rentabilité des installations	217
Conclusion du chapitre I	221

**Chapitre II : Une réforme de l'attribution du bénéfice des mécanismes de soutien
structurellement instable..... 223**

Section I : Des modes d'attribution mieux adaptés aux projets développés.....	224
I/ Une efficacité des appels d'offres renforcée	224
A/ Une clarification conceptuelle du cadre juridique des appels d'offres.....	225

1) Un cadre conceptuel des appels d'offres du code de l'énergie aligné sur le droit de la commande publique.....	225
2) Des enjeux environnementaux et sociaux pris en compte dans les conditions d'exécution	228
B/ Des appels d'offres rationalisés et simplifiés	229
1) Des appels d'offres rationalisés.....	229
2) Des appels d'offres simplifiés	231
a) Une procédure d'appel d'offres unifiée.....	231
b) Une procédure d'appel d'offres simplifiée.....	232
II/ Une procédure de dialogue concurrentiel adaptée aux projets complexes	234
A/ Une procédure inspirée du droit de la commande publique	234
1) Une compatibilité avec le droit de l'Union européenne difficile à assurer	234
a) Une relation entre les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie et le droit de la commande publique incertaine	234
b) Une réforme des procédures de mise en concurrence du droit de l'énergie inspirée du droit de la commande publique	238
2) Une procédure proche de celle du dialogue compétitif.....	241
a) L'organisation de la procédure de dialogue concurrentiel	241
b) Une procédure dans la continuité de la réforme de la procédure d'appel d'offres	244
B/ Une procédure adaptée aux spécificités du secteur des énergies renouvelables.	247
1) Une procédure intermédiaire entre les procédures de dialogue compétitif et d'appel d'offres.....	248
2) Une procédure visant un équilibre entre liberté de dialogue et sécurité des candidats	252
a) Une procédure assurant une liberté importante au ministre chargé de l'énergie dans le dialogue avec les candidats	252
b) Une procédure garantissant une certaine sécurité aux candidats dans le dialogue avec le ministre chargé de l'énergie	255
Section II : Des systèmes d'attribution aux objectifs déséquilibrés.....	258
I/ Une réforme orientée par des impératifs d'acceptation économique et sociale...	258
A/ Une réforme visant à accélérer la baisse des coûts de production.....	259
1) Une concurrence entre les candidats accentuée dans le dialogue concurrentiel .	259

2) Une diminution des risques pour les développeurs dans le dialogue concurrentiel	262
B/ Une réforme visant à renforcer la participation des territoires et des citoyens... 263	
1) Un cadre juridique favorable à la participation des territoires et des citoyens ... 264	
a) Des contraintes liées au droit des sociétés aménagées	264
b) Des contraintes liées au droit des collectivités territoriales aménagées.....	268
2) Des procédures favorables à la participation des territoires et des citoyens	269
II/ Une réforme orientée par des objectifs de développement économique	272
A/ Un renforcement du soutien à l'innovation	272
1) Un cadre juridique longtemps inadapté au soutien à l'innovation.....	273
a) Une définition de l'innovation tardivement fixée.....	273
b) Une procédure d'appel d'offres inadaptée au soutien à l'innovation.....	274
2) Une réforme des procédures de mise en concurrence favorable au soutien à l'innovation.....	275
a) Des procédures de mise en concurrence adaptées au soutien à l'innovation	275
b) Une absence de rupture dans la pratique du soutien à l'innovation	275
B/ Une réforme visant à structurer des filières industrielles nationales	277
1) Une ambition traduite dans la procédure d'appel d'offres par l'application de la notion d'offre économiquement la plus avantageuse	277
a) L'offre économiquement la plus avantageuse, une notion complexe et évolutive	278
b) L'interprétation de la notion d'offre économiquement la plus avantageuse dans les procédures de mise en concurrence du code de l'énergie	280
2) Une ambition présente dans la mise en place du dialogue concurrentiel.....	282
Conclusion du chapitre II.....	285
CONCLUSION DU TITRE II.....	287
CONCLUSION DE LA PARTIE I.....	289
PARTIE II : DES MECANISMES MIS A L'EPREUVE	291

TITRE I : DES MECANISMES A L'EPREUVE DU DROIT DU MARCHE INTERIEUR 293

Chapitre I : Des mécanismes pérennisés par la jurisprudence..... 295

Section I : Des mécanismes compatibles avec la libre circulation des marchandises

..... 296

I/ Une justification ambiguë des entraves à la libre circulation..... 296

A/ Une justification fondée sur l'objectif de promotion de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables 297

1) Des mécanismes confrontés à la libre circulation des marchandises 297

2) Une justification ambiguë 299

B/ Une justification marquée par une recherche de compromis..... 302

1) Une jurisprudence refusant toute rupture doctrinale 302

2) Une justification recourant à une interprétation « confusionniste »..... 306

a) Une assimilation conceptuelle des différents motifs dérogatoires 308

b) Une uniformisation des régimes juridiques des différents motifs dérogatoires .. 310

II/ Une justification pragmatique des entraves à la libre circulation 312

A/ Une justification appuyée sur une lecture contestable de la jurisprudence 313

1) Une justification reposant sur l'impossibilité de déterminer l'origine de l'électricité dans les réseaux 313

2) Une justification réduisant l'importance du niveau d'intégration du marché de l'électricité 314

a) Une interprétation exclusive de l'usage du mécanisme des garanties d'origine . 315

b) Une certification de l'origine de l'électricité consommée imposée 316

B/ Une justification appuyée sur des motifs d'impératifs économiques 318

1) Des mécanismes de soutien nationaux à la production d'électricité renouvelable nécessaires 319

2) Une nécessité fondée sur des considérations économiques nationales 321

Section II : Des mécanismes compatibles avec le droit des aides d'Etat..... 326

I/ Un droit des aides d'Etat stabilisé 326

A/ Une conception restrictive de la notion d'aide d'Etat pérenne..... 328

1) Le débat relatif au caractère nécessaire du financement au moyen de ressources d'Etat 328

2) Un caractère nécessaire stabilisé 330

B/ Un contrôle effectif de la Commission maintenu	332
1) Une lecture équilibrée de la lettre et des objectifs du traité	333
a) Les implications de l'arrêt <i>Essent Netwerk</i>	333
b) Le débat quant à la place de l'arrêt <i>Essent Netwerk</i> au regard de l'intégration du marché intérieur	336
2) L'application de la jurisprudence <i>Essent Netwerk</i> aux mécanismes de soutien français aux énergies renouvelables	338
II/ Des risques liés aux modes de financement limités.....	342
A/ Un lien entre l'aide d'Etat et son mode de financement aux conséquences importantes	342
1) Une définition du lien d'affectation contraignant longtemps incertaine.....	343
a) Une évolution jurisprudentielle complexe.....	343
b) Un nombre de conditions limité	345
2) Le contenu des deux conditions du lien d'affectation contraignant.....	347
a) La condition de l'affectation nécessaire du produit de la taxe au financement de l'aide	347
b) La condition de l'influence directe du produit de la taxe sur l'importance de l'aide	352
B/ Une limitation des risques incertaine.....	356
1) Un lien d'affectation contraignant exclu par le juge français	357
a) Une jurisprudence écartant toute influence directe du produit de la CSPE sur le montant de l'aide	357
b) Une question du sens du rapport d'influence directe laissée en suspens	360
2) Une doctrine de la Commission ambiguë	361
a) Une analyse de la réforme de la fiscalité énergétique aux implications importantes	361
b) Des implications aux conséquences controversées	365
Conclusion du chapitre I	373

Chapitre II : Des mécanismes remis en cause par l'encadrement des aides d'Etat 375

Section I : Une pratique de la Commission en mutation

I/ Une évolution appuyée sur la force contraignante des lignes directrices	376
A/ Une pratique des lignes directrices validée par la Cour de justice	377

1) Une forme d'acte atypique issue de la pratique de la Commission européenne .	377
a) Une pratique expliquée par des raisons historiques.....	377
b) Des usages spécifiques des lignes directrices et des RGEC distingués progressivement.....	378
2) Une pratique administrative validée par la jurisprudence	379
a) Une validation jurisprudentielle des lignes directrices limitant leur force contraignante	380
b) Un apport à la sécurité juridique des Etats membres limité.....	381
B/ Une portée juridique aboutissant à une « quasi-harmonisation » des politiques nationales	382
1) Une portée juridique contraignante à l'égard des mesures existantes.....	382
a) Un cadre contraignant de compatibilité établi au moyen des mesures utiles	382
b) Une force contraignante aux conséquences contentieuses importantes	385
2) Une portée juridique contraignante à l'égard des nouvelles mesures	386
a) Une portée en principe limitée sur les nouvelles mesures.....	386
b) Une portée contraignante en pratique.....	388
II/ Un recours aux lignes directrices comme outil d'encadrement des politiques nationales	390
A/ Un encadrement des aides d'Etat justifié par le recours à l'analyse économique	390
1) Un recours théorique croissant à l'analyse économique	390
2) Un recours à l'analyse économique en pratique limité	393
B/ Une analyse économique utilisée comme moyen d'orientation des politiques des Etats membres.....	394
1) Une pratique de la Commission marquée par une rupture doctrinale	395
a) Une politique de contrôle des aides d'Etat réformée.....	395
b) Une réforme marquée par l'instauration d'un critère d'efficience.....	397
2) Une pratique aboutissant à la mise en œuvre d'une politique économique	402
a) Une politique économique appliquée au moyen des « conditions générales » aux aides d'Etat	403
b) Des « conditions générales » reflétant une théorie économique de la protection de l'environnement.....	405

Section II : Une politique économique contradictoire avec le régime français des mécanismes de soutien	408
I/ Des droits des Etats membres protégés en matière de politique énergétique.....	408
A/ Une protection réelle des intérêts nationaux stratégiques	409
1) Une protection effective des politiques énergétiques nationales	410
2) Une protection limitée aux intérêts stratégiques	413
B/ Une protection non exhaustive	415
1) Un champ d'application limité à la politique de l'énergie	415
2) Des critères de rattachement à la politique de l'énergie établis par la jurisprudence	417
II/ Une évolution modifiant l'économie de la politique de l'énergie de l'Union européenne.....	419
À/ Une évolution en contradiction avec le droit des Etats membres protégé.....	419
1) Un pouvoir de la Commission évoluant vers une forme d'« harmonisation » des politiques nationales de développement des énergies renouvelables	420
2) Des « conditions générales » des LDAEE 2014 à la légalité et à la légitimité contestables.....	423
B/ Une évolution juridique portant une politique économique	425
1) Une évolution visant à répondre aux risques liés à l'intégration européenne depuis le traité de Maastricht	426
a) Une politique d'« harmonisation » fondée sur la théorie néoclassique de l'économie	426
b) Un recours à la théorie néoclassique de l'économie visant à pallier un vide théorique	431
2) Une évolution remettant en cause la marge de manœuvre du législateur de l'Union européenne.....	435
Conclusion du chapitre II.....	439
 CONCLUSION DU TITRE I	 441
 TITRE II : DES MECANISMES A L'EPREUVE DU SYSTEME ELECTRIQUE	 443

Chapitre I : Une sécurité d’approvisionnement assurée par le mécanisme de capacité.....	445
Section I : Un mécanisme de capacité à la nécessité reconnue.....	447
I/ Des interventions des Etats membres nécessaires.....	447
A) Un cadre législatif organisant l’intervention des Etats membres	448
1) La recherche d’une conciliation entre intervention publique et libre jeu du marché	448
a) Une intervention publique en matière de sécurité d’approvisionnement à la nécessité progressivement reconnue.....	448
b) Une politique de sécurité d’approvisionnement mise en place dans le cadre du marché intérieur de l’électricité	452
2) Une répartition des missions des Etats membres et de l’Union européenne organisée par le législateur communautaire	453
B) Une pratique initiale de la Commission laissant une large marge de manœuvre aux Etats membres.....	456
1) Des mécanismes échappant au droit des aides d’Etat	456
2) Des aides d’Etat compatibles avec le marché intérieur.....	458
II/ Un mécanisme de capacité français admis par la Commission	460
A) Un mécanisme de capacité structuré suivant une logique assurantielle.....	461
1) Un mécanisme fondé sur un principe de garantie sur le temps long par l’ensemble des acteurs.....	461
2) Un mécanisme fondé sur un principe de participation de l’ensemble des capacités	464
B) Un mécanisme de capacité structuré selon une logique de marché.....	467
1) Un mécanisme tendant vers la pureté de la concurrence	469
2) Un mécanisme tendant vers la perfection de la concurrence	473
Section II : Un mécanisme de capacité intégré dans le marché intérieur de l’électricité.....	475
I/ Un mécanisme intégré au droit des aides d’Etat	476
A) Une interprétation élargie du critère du financement par des ressources d’Etat	477
1) Une acception extensive du contrôle public du financement	478
2) Une acception extensive de la renonciation de l’Etat à percevoir des ressources	483

B) Une interprétation restrictive de la notion de SIEG	486
1) Des conditions de mise en place d'un SIEG renforcées.....	487
2) Des conditions interprétées strictement.....	487
II/ Un mécanisme intégré dans un processus d'harmonisation	489
A) Une doctrine esquissée dans les LDAEE 2014	490
1) Un recours étendu aux critères positifs des LDAEE 2014.....	491
2) Un critère de prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges au fort potentiel invasif	493
B) Une doctrine précisée au moyen du pouvoir d'enquête de la Commission.....	496
1) Une doctrine visant une « européanisation » des mécanismes de capacité.....	497
2) Une doctrine éclairant la pratique de la Commission	499
Conclusion du chapitre I	505

Chapitre II : Une adaptation aux contraintes de réseau par l'autoconsommation 507

Section I : Une production d'électricité renouvelable adaptée aux contraintes de réseau..... 509

I/ Un régime de l'autoconsommation confronté à différents enjeux	509
A) Une production d'électricité renouvelable appelée à s'adapter aux contraintes de réseau	510
1) Des réseaux à l'équilibre remis en cause.....	510
2) Des réseaux aux coûts de dimensionnement croissants	512
B) Un régime nécessitant une rentabilité économique suffisante.....	513
1) Des conditions d'attractivité économique spécifiques	514
2) Un modèle soumis au risque d'une répartition inéquitable des charges	516
II/ Un régime à la cohérence affaiblie par l'équilibre entre différents enjeux.....	519
A) Des objectifs d'attractivité économique et de réduction des coûts de réseau complémentaires	520
1) Une volonté de limiter l'utilisation des réseaux publics	520
2) Des mécanismes de soutien utilisés en vue d'optimiser l'usage des réseaux	525
B) Des objectifs d'attractivité économique et d'équilibre du financement des réseaux contradictoires	527
1) Des mécanismes de soutien à l'autoconsommation orientés vers la recherche d'attractivité économique	527

a) Une autoconsommation soutenue dans le cadre de l'obligation d'achat.....	528
b) Une autoconsommation soutenue par des appels d'offres spécifiques	529
2) Un soutien à l'autoconsommation tempéré par l'objectif de participation équitable aux coûts de réseau	532
a) Une exonération de CSPE des opérations d'autoconsommation limitée	533
b) Un bénéfice pour le réseau intégré au TURPE.....	538

Section II : Un régime de l'autoconsommation à l'efficacité limitée par sa

complexité 540

I/ Un régime au contexte légal et réglementaire instable	540
A) Un régime affecté par l'incertitude pesant sur la légalité du raccordement indirect	541
1) Une évolution jurisprudentielle favorable au raccordement indirect	541
2) Une évolution contredite par la jurisprudence <i>Valsophia</i>	544
a) Une jurisprudence fondée sur un raisonnement contestable	544
b) Une jurisprudence en contradiction avec le droit de l'énergie.....	549
B) Une incertitude réduite par la clarification du statut d'une partie des réseaux privés de distribution existants	553
1) Des réseaux fermés de distribution dotés d'un régime spécifique	553
2) Le cas particulier des lignes directes.....	555
II/ Un régime intrinsèquement complexe	557
A) Un régime de l'autoconsommation collective au fonctionnement complexe	558
1) Un régime fondé sur des notions aux définitions ambiguës.....	558
a) La question du statut de l'activité du producteur	559
b) La question de la place de l'activité d'achat pour revente	560
2) Un cadre de l'autoconsommation collective au schéma contractuel complexe ..	561
B) Un cadre juridique de l'autoconsommation à la lisibilité difficile	563
1) Un régime composé de deux ensembles de normes autonomes.....	564
2) Une dualité liée à la finalité du cadre juridique de l'autoconsommation.....	566

Conclusion du chapitre II..... 569

CONCLUSION DU TITRE II..... 571

CONCLUSION DE LA PARTIE II	573
CONCLUSION GENERALE	575
BIBLIOGRAPHIE GENERALE.....	583
Sources juridiques.....	583
Ouvrages généraux, traités et manuels	583
Thèses et mémoires.....	584
Articles.....	585
Commentaires.....	594
Sources législatives et réglementaires.....	597
Directives.....	597
Règlements	598
Décisions de la Commission.....	599
Lois	600
Ordonnances	601
Décrets	601
Arrêtés	603
Circulaires.....	605
Décisions de justice et conclusions	605
Cour de justice de l'Union européenne	605
Conclusions devant la Cour de justice de l'Union européenne	610
Tribunal de l'Union européenne.....	611
Conseil constitutionnel	611
Conseil d'Etat	611
Conclusions devant le Conseil d'Etat.....	613
Cours administratives d'appel	613
Tribunaux administratifs.....	613
Tribunal des conflits	614
Cour de cassation.....	614

Cours d'appel.....	614
Cordis.....	614
Documents officiels.....	614
Documents de la Commission	614
Documents du Parlement et du Conseil.....	617
Documents du Comité économique et social européen.....	618
Documents du Gouvernement français.....	619
Documents de l'Assemblée nationale et du Sénat.....	619
Documents des autorités administratives	622
Avis et Rapports du Conseil d'Etat	625
Documents relatifs aux procédures de mise en concurrence.....	626
Sources non juridiques	628
Ouvrages généraux, traités et manuels	628
Thèses et mémoires.....	628
Articles.....	628
Rapports.....	632
Documents institutionnels.....	634
INDEX.....	637
TABLE DES MATIERES	641

RÉSUMÉ

L'Union européenne conduit une importante politique de développement des énergies renouvelables, visant à porter à 20 % la part de ces dernières dans la consommation d'énergie totale en 2020. Dans ce cadre, la France a mis en place une politique de soutien à la production d'électricité renouvelable, au moyen de mécanismes de soutien consistant en un subventionnement direct de cette production. Cependant, ce mode de soutien fait face à plusieurs problématiques qui remettent en question sa pérennité. D'une part, l'évolution de la politique du marché intérieur de l'électricité renouvelle la question de la compatibilité des mécanismes de soutien avec les dispositions du droit de l'Union européenne relatives à la libre circulation et aux aides d'Etat. D'autre part, le développement important de la production d'électricité renouvelable risque de remettre en cause l'équilibre du système électrique français. Afin de faire face à ces obstacles, la France a adopté une importante réforme de ces mécanismes de soutien et a mis en place plusieurs dispositifs annexes visant à adapter la croissance de la production d'électricité renouvelable aux contraintes posées par le système électrique. En prenant appui sur les récentes évolutions du droit positif et sur les doctrines développées par les acteurs institutionnels du marché intérieur de l'électricité, la thèse évalue la capacité de cette réforme à adapter la politique de soutien à la production d'électricité renouvelable à ces différentes contraintes juridiques et systémiques.

MOTS CLÉS

électricité - énergies renouvelables - libre circulation des marchandises - aides d'Etat - mécanisme de capacité - autoconsommation - Union européenne

ABSTRACT

The European Union is pursuing a major policy to develop renewable energy aimed at increasing its share to 20 % in total energy consumption in 2020. In this context, France has set up a policy to support renewable electricity generation, through support mechanisms that directly subsidize this generation. However, this mode of support faces several issues, which question its durability. On the one hand, the evolution of the internal electricity market policy renews the question of the compatibility of the support mechanisms with the provisions of European Union law on free movement of goods and State aid. On the other hand, the significant development of renewable electricity generation risks threatening the balance of the French electricity system. In order to cope with these obstacles, France has adopted a major reform of these support mechanisms and has set up several linked mechanisms aimed at adapting the growth of renewable electricity generation to the constraints posed by the electricity system. By using some recent developments of the positive law and the doctrines developed by the institutional players in the internal electricity market, the thesis evaluates the capacity of this reform to adapt the policy of support for renewable electricity generation to these legal and systemic constraints.

KEYWORDS

electricity - renewable energy - free movement of goods - State aid - capacity mechanism - self-consumption - European Union