



HAL
open science

Stockage d'électricité et système électrique en mutation

Alexandre Rossignol

► **To cite this version:**

Alexandre Rossignol. Stockage d'électricité et système électrique en mutation. Droit. Université Paris sciences et lettres, 2023. Français. NNT : 2023UPSLD043 . tel-04457236

HAL Id: tel-04457236

<https://theses.hal.science/tel-04457236v1>

Submitted on 14 Feb 2024

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

Stockage d'électricité et système électrique en mutation

Soutenue par

Alexandre ROSSIGNOL

Le 21 décembre 2023

Ecole doctorale n° ED 543

Ecole doctorale SDOSE

Spécialité

Droit public



Composition du jury :

Bernadette, LE BAUT-FERRARESE Professeur de Droit public, Université Lyon III Jean Moulin	<i>Président</i>
Jean-Charles, ROTOULLIÉ Professeur de Droit public, Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne	<i>Rapporteur</i>
Louis, DE FONTENELLE Maître de conférence de Droit public (HDR), Université de Pau et des Pays de l'Adour	<i>Rapporteur</i>
Marie, LAMOUREUX Professeur de Droit privé, Université d'Aix-Marseille	<i>Examineur</i>
Frédéric, GONAND Professeur d'économie, Université Paris Dauphine – PSL	<i>Examineur</i>
Hugo, CHATAGNER Responsable juridique, EDF	<i>Examineur</i>
Claudie, BOITEAU Professeur de Droit public, Université Paris Dauphine – PSL	<i>Directeur de thèse</i>

UNIVERSITE PARIS DAUPHINE – PSL
École Doctorale de Dauphine

STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN MUTATION

Thèse pour l'obtention du grade de docteur en Droit

(Discipline : droit public)

préparée au Centre de Recherche Droit Dauphine de l'Université Paris Dauphine-PSL,
sous la direction du professeur Claudie Boiteau, présentée et soutenue publiquement le
21 décembre 2023

par

Alexandre ROSSIGNOL



UNIVERSITE PARIS DAUPHINE – PSL

École Doctorale de Dauphine

STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ ET SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN MUTATION

Thèse pour l'obtention du grade de docteur en Droit

(Discipline : droit public)

préparée au Centre de Recherche Droit Dauphine de l'Université Paris Dauphine-PSL,
sous la direction du professeur Claudie Boiteau, présentée et soutenue publiquement le
21 décembre 2023

par

Alexandre ROSSIGNOL

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.

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

REMERCIEMENTS

Mes plus sincères remerciements vont en premier à Mme le Professeur Claudie Boiteau. Je la remercie de l'intérêt qu'elle a bien voulu porter à ma démarche et à mes idées, d'avoir accepté de partager avec moi les siennes, qui ont considérablement enrichi ma démonstration. Je lui suis profondément reconnaissant pour son précieux accompagnement dans la recherche d'un équilibre harmonieux entre le droit et les diverses disciplines des sciences économiques, politiques, financières et de l'ingénierie qui ont enrichi ma démonstration. Je tiens à saluer sa rigueur dans la direction de cette étude et ses engagements à pousser toujours plus loin la réflexion ainsi que la grande liberté intellectuelle qu'elle m'a laissée sur ce sujet inédit, dont rêve tout doctorant.

Je suis particulièrement honoré de pouvoir soutenir ces travaux devant Mmes et MM. les Professeurs Bernadette Le Baut-Ferrarese, Marie Lamoureux, Frédéric Gonand, Jean-Charles Rotoullié, Louis de Fontenelle et Hugo Chatagner, auxquels je tiens à adresser mes plus humbles remerciements.

Je tiens à exprimer ma gratitude envers Mme Sabine Le Gac, Directrice Juridique du groupe EDF, et Mme Marie-Pierre Lorieux, Directrice de la Direction Juridique Corporate d'EDF, pour avoir permis la réalisation de ma thèse dans le cadre d'une convention industrielle de formation par la recherche (CIFRE) au sein du Pôle Droit Public et Environnement. J'adresse mes remerciements chaleureux à M. Hugo Chatagner, Responsable du Pôle Droit Public et Environnement, pour son indéfectible soutien et sa grande disponibilité.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude à Maître Christophe Barthélemy, ancien Secrétaire général d'EDF et ancien directeur du Master 2 Droit de l'énergie de l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne, pour m'avoir inspiré un intérêt pour le droit de l'énergie et m'avoir apporté un précieux soutien dans ma démarche d'entreprendre une thèse universitaire.

Je souhaite remercier également Mmes Véronique Rémy-Blanc, Frédérique Brévinion et Marie-Catherine Reiszadeh, de l'entreprise EDF, pour m'avoir apporté leur soutien indéfectible.

Je tiens également à remercier les juristes, ingénieurs, économistes et les responsables d'affaires publiques d'EDF, particulièrement de la Direction Amont Aval Trading, la Direction Régulation, la Direction Stratégie Groupe, la Direction Recherche et Développement, mais aussi d'EDF Trading, d'Agregio, de RTE, d'Enedis, ainsi que les divers opérateurs économiques et institutionnels que j'ai eu l'opportunité de rencontrer, qui ont pris le temps de répondre à mes questions et de partager de précieuses informations qui ont enrichi ce travail.

Que les membres du laboratoire du Centre de Recherche Droit Dauphine, le personnel de la Bibliothèque de recherche de Dauphine et celui de la Bibliothèque historique de la Ville de Paris, au sein desquelles j'ai écrit la majeure partie de la thèse, soient remerciés.

Je remercie également mes collègues du Pôle Droit Public et Environnement de la Direction Juridique Corporate d'EDF, pour leur bienveillance et leurs encouragements ; et notamment, Clémence Charluteau, Florence Latullaie, Marie Diane Barbat et Aurélien Barbato.

Mes derniers remerciements vont à ma famille et mes amis, pour toutes les fois où je leur ai répondu « quand j'aurai terminé ma thèse », pour leur soutien, leur patience et leur compréhension. Qu'ils trouvent ici l'expression de toute mon affection et ma gratitude.

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET SIGLES

ACER	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
aFRR	<i>Automatic frequency restoration reserve</i>
AOT	Autorisation d'occupation temporaire
BMS	<i>Battery Management System</i>
BOD	Bulletin officiel des Douanes
BOFiP	Bulletin officiel des finances publiques
BT	Basse tension
CA	Cour d'appel
CAES	<i>Compressed Air Energy Storage</i>
CART	Contrat d'Accès aux Réseaux publics de Transport
CCass	Cour de cassation
CCG	Cycle combiné gaz
CE	Conseil d'Etat
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CESE	Conseil économique et social européen
CESE	Conseil économique social et environnemental
CGE	Conseil général de l'économie
CJCE	Cour de justice des Communautés européennes
CJUE	Cour de justice de l'Union européenne
Cons. Const.	Conseil constitutionnel
CRE	Commission de régulation de l'énergie
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DTR	Documentation technique de référence
EASE	<i>European association for storage of energy</i>
EDF	Électricité de France
EDF OA	EDF Obligation d'achat
E.DSO	<i>European Distribution System Operators</i>
EEI	Revue Énergie - Environnement – Infrastructures
EnR	Énergies renouvelables
ENTEC	<i>Energy transition expertise Centre</i>
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators</i>
EPCI	Établissement public de coopération intercommunale

FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i>
FRR	<i>Frequency Restoration Reserve</i>
GRD	Gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité
GRT	Gestionnaire du réseau public de transport d'électricité
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
GWe	Gigawatt électrique
HTA	Haute tension A
HTB	Haute tension B
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IFER	Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux
IFRI	Institut français des relations internationales
INSEE	Institut national de la statistique et des études économiques
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ITRE	Commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie du Parlement européen
JOCE	Journal officiel des Communautés européennes
JORF	Journal officiel de la République française
JOUE	Journal officiel de l'Union européenne
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
kV	kilovolt
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure
kWc	kilowatt-crête
kWe	kilowatt électrique
LDAECEE	Lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie
LDAEE	Lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie
MA	Mécanisme d'ajustement
MA-RE	Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre

MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
ORA	Offre de raccordement alternative
ORO	Offre de raccordement optimisée
PCAET	Plan climat-air-énergie territorial
PIA	Programme d'Investissements d'Avenir
PIC	Projet d'intérêt commun
PIIEC	Projet important d'intérêt européen commun
PTF	Proposition technique et financière
RDI	Revue de droit immobilier
RFDA	Revue française de droit administratif
RTE	Réseau de transport d'électricité
S3REnR	Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables
SOGL	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
SRADDET	Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
SRCAE	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
SSYf	Service systèmes fréquence
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
T. conf.	Tribunal des conflits
TERRE	<i>Trans European Replacement Reserves Exchange</i>
TFPB	Taxe foncière sur les propriétés bâties
TFPNB	Taxe foncière sur les propriétés non bâties
TFUE	Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne
TICFE	Taxe intérieure sur la consommation finale de l'électricité
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
TW	Térawatt
TWh	Térawattheure
UE	Union européenne
ZNI	Zone non interconnectée

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS.....	13
PRINCIPALES ABRÉVIATIONS ET SIGLES.....	16
INTRODUCTION GÉNÉRALE	23

PARTIE 1

INSÉRER LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

TITRE 1

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À IDENTIFIER

CHAPITRE 1. – L'ÉVENTAIL DES MOYENS DE FLEXIBILITÉ	53
CHAPITRE 2. – L'IDENTIFICATION JURIDIQUE LACUNAIRE DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ.....	84

TITRE 2

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À INTÉGRER DANS LES RÉSEAUX

CHAPITRE 1. – UN ENCADREMENT JURIDIQUE À ADAPTER.....	145
CHAPITRE 2. – UNE TARIFICATION JUSTIFIÉE.....	194

PARTIE 2

FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

TITRE 1

PAR LA VALORISATION DU STOCKAGE DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

CHAPITRE 1. – LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, VECTEUR DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE.....	234
CHAPITRE 2. – DES OBJECTIFS ET UN CADRE DE SOUTIEN À DÉFINIR.....	254

TITRE 2

PAR LE RENFORCEMENT DE SIGNAUX ÉCONOMIQUES ADAPTÉS

CHAPITRE 1. – POURSUIVRE L'INTÉGRATION DU STOCKAGE DANS LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ.....	309
CHAPITRE 2. – L'UTILISATION DU DROIT FISCAL POUR DÉVELOPPER LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ	394

CONCLUSION GÉNÉRALE	436
TABLE DES ANNEXES.....	445
BIBLIOGRAPHIE.....	469
INDEX.....	523
TABLE DES MATIÈRES.....	533

INTRODUCTION GÉNÉRALE

« un défi à relever, une chance à saisir et une nécessité absolue »

(À propos du stockage d'électricité, dans « Les effets économiques des systèmes électriques édifiés sur la base d'une offre accrue et intermittente provenant de sources d'énergie renouvelables », Comité économique et social européen, Avis, Bruxelles, 17 avril 2013).

1. Après la découverte par le physicien français Hippolyte Fontaine du transport d'électricité à l'Exposition universelle de Vienne en 1873, le développement des réseaux de transport d'électricité pour relier les installations de production d'électricité aux sites de consommation s'est progressivement développé au début du XXe siècle, autorisant ainsi la formation des systèmes électriques.

2. Un système électrique est un système complexe constitué d'installations interconnectées qui s'organisent autour d'un réseau électrique. Le réseau, composé de matériels électrotechniques¹, sert de support et de moyen de transport de l'électricité entre les installations de production et les sites de consommation. Le système électrique ne se résume pas uniquement aux infrastructures. Il s'inscrit plus largement dans un marché, sur lequel interviennent de nombreux acteurs qui font « vivre » ce système. Au centre, les consommateurs finals d'électricité, qui interviennent sur le « marché de détail² », sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité, ainsi que leur type d'offres. Avant d'être effectivement consommée, l'électricité transite à travers le réseau auquel les consommateurs finals sont raccordés. Les réseaux électriques répondent, pour des raisons physiques et technico-économiques, à une architecture à plusieurs niveaux. Le réseau de transport, dont le niveau de tension varie entre 63 kV et 400 kV, permet de transporter l'électricité sur de longues distances, dans l'objectif d'approvisionner les grands consommateurs et les réseaux publics de distribution. Les réseaux de distribution d'électricité, dont le niveau de tension varie entre 230 Volt et 20 kV, acheminent ensuite, sur l'ensemble du territoire, l'électricité jusqu'aux sites de consommation. En France, le développement, l'entretien et l'exploitation des réseaux sont confiés à des gestionnaires de réseaux en situation de monopole. Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs

¹ *I.e.* Lignes, câbles, transformateurs, appareils de coupure, contrôle-commande, etc.

² Désigne le marché où se rencontre les consommateurs finaux et les fournisseurs d'électricité.

d'électricité doivent négocier et s'approvisionner en électricité directement sur le marché de gros de l'électricité, marché sur lequel se rencontrent les fournisseurs, les négociants, les opérateurs d'effacement et les producteurs d'électricité. Ces derniers négocient et vendent la production de leurs centrales électriques, de gré à gré, ou directement sur les bourses de l'électricité. Cet ensemble est supervisé par la Commission de régulation de l'énergie, qui contrôle les activités en situation de monopole et surveille le fonctionnement du marché de l'électricité.

3. Pour fonctionner, le système électrique se doit d'être à l'équilibre entre l'offre et la demande. Cet équilibre doit être assuré à la fois à court, moyen et long terme. Avant de mobiliser les moyens disponibles pour assurer l'équilibre jusqu'au temps réel, le système électrique requiert une anticipation plusieurs années à l'avance pour éviter les déficits de production³. Des études prospectives annuelles et pluriannuelles sont ainsi menées pour étudier les besoins futurs du système électrique. À court terme, l'équilibre du système électrique est principalement assuré en programmant la production d'électricité pour la faire correspondre aux prévisions de consommation. Cette programmation se fait de quelques jours à quelques heures avant le temps réel, suivant une logique de présence économique. À défaut de pouvoir stocker l'électricité, du moins en grande quantité, l'énergie injectée et l'énergie soutirée doit être à l'équilibre en temps réel, au risque de conduire à des défaillances de fonctionnement aux conséquences économiques, sociales et environnementales importantes. Cet équilibre est assuré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE.

4. Le système électrique connaît aujourd'hui un bouleversement des équilibres. La prise de conscience du réchauffement climatique et les objectifs de transition énergétique induisent une rupture à tous les niveaux du système électrique. En plus des changements importants de modes de production d'électricité, qui bouleversent l'architecture, le fonctionnement et la gestion des réseaux, les évolutions technologiques, les aspirations de certains consommateurs à davantage d'économie et de protection de l'environnement et l'électrification des usages, place l'électricité au cœur de la politique énergétique. La mise en perspective de cette mutation du système électrique peut être résumée de la manière suivante.

5. La mutation du système électrique se traduit tout d'abord par l'augmentation de la demande d'électricité. La transition vers une économie sobre en carbone repose largement sur l'expansion de l'électricité issue de moyens bas carbone⁴. En se substituant aux énergies fossiles dans de nombreux secteurs tels que la mobilité, les bâtiments ou l'industrie, l'électricité

³ A titre d'illustration, le temps de construction d'un nouveau réacteur nucléaire, du fait de son ampleur et de sa complexité, est estimé entre douze et seize ans. V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes (procédure accélérée), Sénat, 11 janvier 2023, Rapport n° 236, pp. 141-142.

⁴ Y compris renouvelables.

s'affiche comme l'énergie de demain pour lutter contre le changement climatique, aux côtés de l'efficacité énergétique et des sources d'énergie décarbonées. Ce transfert d'usage vers l'électricité passe par tous les segments de consommation : industrie, tertiaire et ménages⁵. Sous l'effet de cette croissance, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est ainsi appelée à augmenter fortement d'ici 2050. Aujourd'hui, l'électricité représente près de 27% de la consommation finale d'énergie en France⁶.

6. Selon les dernières prévisions du gestionnaire de réseau public de transport d'électricité RTE, la demande d'électricité devrait augmenter de 40% en France d'ici 2035⁷ et de 55% d'ici 2050⁸. À l'inverse, la consommation énergétique finale doit être réduite de 50% d'ici 2050, par rapport à 2012, conformément à l'article L. 100-4 du code de l'énergie, en visant les objectifs intermédiaires d'environ 7 % en 2023 et de 20 % en 2030⁹. Dans le monde, l'Agence Internationale de l'Énergie (« AIE ») estime que la demande mondiale d'électricité devrait augmenter de 7 000 TWh d'ici 2030¹⁰, soit l'équivalent de la demande actuelle des États-Unis et de l'Union européenne réunis¹¹.

7. La mutation du système électrique se traduit, ensuite, par une participation active des consommateurs à la transition énergétique. Ces dernières années, le consommateur résidentiel est devenu beaucoup plus actif, occasionnant une rupture avec l'ancien système centralisé et vertical. Certes, avant la libéralisation du marché de l'électricité, le consommateur d'électricité avait déjà la possibilité d'agir sur sa consommation d'électricité, avec les offres de tarification dynamique, telles que « Heures Creuses Heures Pleines », « Effacement Jour de Pointe » et « Tempo »¹². Depuis l'ouverture du marché de l'électricité¹³, les consommateurs peuvent jouer un rôle encore plus actif. Ils peuvent contribuer au développement de la production d'électricité renouvelable et réduire leur empreinte écologique en souscrivant à des

⁵ Pour une vue d'ensemble, V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 24 juin 2022, 989 p., Chapitre 3, point 3.2.3., Figure 3.7, p. 84. Pour l'industrie, V., notamment : GLACHANT (J.-M.), MACELAGOUIN (H.), FERRARI (S.), « L'électrification des usages », *Groupe de travail 2 du Comité de prospective de la CRE*, CRE, Mars 2023, 66 p.

⁶ *Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028*, 2019, 400 p., point 3.5., p. 110.

⁷ V., en ce sens, « Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape », *Enseignements de la consultation publique et des travaux préliminaires*, RTE, Juin 2023, 50 p., figure 3, p. 13. Estimation prévisionnelle haute, comprise entre 580 et 640 TWh en 2035 (consommation d'électricité en France en 2022 : 460 TWh).

⁸ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 3, point 3.1.1.2., p. 74.

⁹ C. énergie, article L. 100-4, 2°.

¹⁰ Pour le scénario « *Announced Pledges Scenario* » (« APS »), lequel suppose que les objectifs annoncés par les États sont atteints en temps imparti, y compris l'objectif à long terme de zéro émission nette.

¹¹ *World Energy Outlook 2022*, IEA, November 2022, 524 p., Chapter 6, p. 277.

¹² Offre de fourniture d'électricité par EDF dans l'objectif de maîtriser la consommation d'électricité au profit de la sécurité d'approvisionnement.

¹³ Sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 100 GWh (février 1999), sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh (juin 2000), Sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh (février 2003), sites de toutes les entreprises et collectivités territoriales (juillet 2004), sites de tous les consommateurs, y compris résidentiels (juillet 2007).

offres de fourniture d'électricité renouvelable ou en produisant leur propre électricité pour l'autoconsommer, en tout ou partie¹⁴. Ils peuvent aller plus loin en s'équipant d'un dispositif de stockage d'électricité pour améliorer leur taux d'autoconsommation¹⁵. Ils peuvent, par ailleurs, prendre part à des initiatives locales, en participant directement au financement de projets de production d'électricité renouvelable. Enfin, pour des raisons économiques et écologiques, les particuliers peuvent s'équiper de véhicules électriques et vendre une partie de l'électricité stockée dans la batterie du véhicule pour qu'elle puisse être revendue.

8. La mutation du système électrique se traduit enfin par l'évolution du mix de production d'électricité. Pour répondre à la hausse de la demande d'électricité, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre pour parvenir à l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050, l'offre doit être de source renouvelable¹⁶. Le dernier rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (« GIEC »), publié en mars 2023, invite, à ce propos, à remplacer les énergies fossiles par des sources d'énergie bas-carbone ou renouvelables, pour réduire les émissions des gaz à effet de serre¹⁷.

Plus de vingt ans après l'adoption de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (« CCNUCC »), lors du « Sommet de la Terre », tenu à Rio de Janeiro, en 1992¹⁸, un traité international juridiquement contraignant sur les changements climatiques, aujourd'hui appelé « Accord de Paris », a été adopté lors de la « COP21 » en 2015. L'objectif principal de l'Accord de Paris est de maintenir « *l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels*¹⁹ » et de poursuivre les efforts « *pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C au-dessus des niveaux préindustriels*.²⁰ » Pour parvenir à ces objectifs, les États membres sont appelés à atteindre la neutralité carbone le plus rapidement possible. Fermement déterminés à mettre en œuvre l'Accord de Paris, l'Union européenne et les États membres, signataires de l'accord, ambitionnent aujourd'hui de devenir la première économie à éliminer autant d'émissions de CO₂ qu'elle en produit d'ici 2050. Après que le Parlement européen ait déclaré « *l'état*

¹⁴ Ils peuvent revendre une partie de leur production à EDF Obligation d'achat et, à l'avenir, à un autre consommateur (« échange de pair à pair »).

¹⁵ Pourcentage de l'électricité consommée par rapport à l'électricité produite.

¹⁶ Pour la Commission européenne, les énergies renouvelables sont à ce jour « *l'unique choix pour opérer la décarbonisation du secteur de l'électricité à un taux proche de celui nécessaire selon les scénarios à long terme de l'Agence internationale de l'énergie en vue de limiter la hausse de la température mondiale à 2 °C par rapport aux niveaux de l'ère préindustrielle*. » (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 (refonte), Commission européenne, 23 février 2017, COM(2016) 767 final, p. 11.).

¹⁷ V., en ce sens, « Synthesis report of the IPCC sixth assessment report (AR6) », *Longer Report*, IPCC, 2022, 85 p., p. 52.

¹⁸ Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, Nations-Unies, 1992.

¹⁹ Accord de Paris, Nations-Unie, 2015, article 2, paragraphe 1, point a).

²⁰ *Ibid.*

*d'urgence climatique et environnementale*²¹ » le 28 novembre 2019, la Commission européenne a présenté, dans une communication « Le Pacte vert pour l'Europe²² » publiée le 11 décembre 2019, plusieurs initiatives politiques en vue de parvenir à la neutralité carbone d'ici 2050. Pour rendre la transition écologique « irréversible²³ », elle a proposé d'inscrire dans une « loi européenne » le cadre pour parvenir à l'atteinte de cet objectif. Cet engagement politique s'est concrétisé par l'adoption du règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique²⁴. Celui-ci prévoit, comme objectif intermédiaire, de réduire les émissions de gaz à effet de serre nettes d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Pour atteindre cet objectif, la Commission a présenté un paquet de douze propositions législatives. Dans ce paquet législatif intitulé « Ajustement à l'objectif 55²⁵ », un objectif juridiquement contraignant visant à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale au sein de l'Union à 42,5% d'ici 2030 a été inscrit²⁶. Ce nouvel objectif ambitieux²⁷ va contraindre les États membres à accélérer le développement de la production d'électricité renouvelable.

Pour limiter le réchauffement climatique à + 2°C, fixé comme un maximum par l'Accord de Paris, la France s'est donné pour objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Le « Plan Climat », présenté le 6 juillet 2017, qui a pour vocation de présenter le plan d'action de la France pour mettre en œuvre l'Accord de Paris, inscrit l'objectif de la neutralité carbone en 2050²⁸. Cet engagement politique a été transcrit par le législateur dans la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat²⁹. Atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 implique, conformément à l'article L. 100-4 du code de l'énergie, une division par six des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990³⁰. Cela suppose notamment d'électrifier les usages et de développer les énergies renouvelables. Aujourd'hui, la France s'est notamment donné pour objectif de porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % au moins de cette consommation en 2030³¹. Pour

²¹ Résolution du Parlement européen du 28 novembre 2019 sur l'urgence climatique et environnementale, 2019/2930(RSP).

²² Le pacte vert pour l'Europe, Commission européenne, 11 décembre 2019, COM(2019) 640 final.

²³ *Ibid.*, point 2.2.1., p. 5.

²⁴ *JOUE*, n° L 243, 9 juillet 2021, p. 1–17.

²⁵ V., en ce sens, « Ajustement à l'objectif 55 » : atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique », Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 550 final.

²⁶ V., en ce sens, « Le Conseil et le Parlement parviennent à un accord provisoire sur la directive relative aux énergies renouvelables », Conseil de l'Union européenne, Communiqué de presse, 249/23, 30 mars 2023.

²⁷ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, European Commission, 14 July 2021, COM(2021) 557 final.

²⁸ Plan Climat, Ministère de la transition écologique et solidaire, 6 juillet 2017, 20 p., p. 9.

²⁹ *JORF*, n° 0261 du 9 novembre 2019.

³⁰ C. énergie, article L. 100-4, I, 1°.

³¹ C. énergie, article L. 100-4, I, 4°.

parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables devront représenter au moins 40 % de la production d'électricité à cette date.

Malgré une planification énergétique ambitieuse, la France accuse un retard dans le déploiement des moyens de production d'énergie renouvelable par rapport aux autres pays européens³². Certes, en France métropolitaine, la production d'électricité est assurée en grande partie par les centrales nucléaires³³, ce qui lui permet d'avoir une production d'électricité assurée à plus de 90% par des sources décarbonées³⁴. Mais la hausse de la demande d'électricité, induite par les transferts d'usage des énergies fossiles vers l'électricité, implique de construire rapidement et massivement de nouvelles capacités de production.

Plusieurs scénarios de mix de production d'électricité sont envisagés, avec une part plus ou moins importante d'énergie nucléaire et renouvelable³⁵. Pour rattraper le retard de la France, le Président de la République française a annoncé, lors de son discours de Belfort le 10 février 2022³⁶, de multiplier par dix la production d'énergie solaire afin de dépasser les 100 GW de capacités photovoltaïques, de déployer 50 parcs éoliens en mer pour atteindre 40 GW et de doubler la production d'éoliennes terrestres pour arriver à 40 GW d'ici 2050. Il est toutefois unanime que l'atteinte des objectifs climatiques doit nécessairement passer par l'arrêt progressif des moyens de production d'électricité fonctionnant aux énergies fossiles. Par rapport aux autres États membres, la France métropolitaine produit peu d'électricité à partir d'énergies carbonées³⁷. En Allemagne, par exemple, les émissions de la production d'électricité ont été de dix fois supérieures à celles de la France en 2022³⁸. La France entend aller plus loin et s'est donné pour objectif d'arrêter définitivement la production d'électricité issue du charbon³⁹ et de ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production fonctionnant exclusivement à

³² En 2020, alors que l'objectif inscrit à l'annexe I 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 est de 23%, la part des énergies renouvelable dans la consommation finale brute d'énergie en France a atteint 19,1%, soit 307 TWh. V., « Chiffres clés des énergies renouvelables », *Datalab*, Ministère de la transition écologique, Edition 2021, Juillet 2021, 98 p., p. 15.

³³ 69% en 2021 (« Production total », in *Bilan électrique 2021*, RTE, Février 2022, accessible via le lien suivant : <https://bilan-electrique-2021.rte-france.com>).

³⁴ « Émission de GES du système électrique », *Ibid.*

³⁵ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2., pp. 205-211.

³⁶ « Reprendre en main notre destin énergétique ! », Discours du Président de la République Française, Belfort, 10 février 2022.

³⁷ V., en ce sens, *Bilan électrique 2022, Principaux résultats*, RTE, 18 février 2023, 22 p., Figure n°3, p. 6.

³⁸ *Ibid.*, p. 21.

³⁹ V., en ce sens, Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (*JORF*, n° 0261 du 9 novembre 2019), article 12 (C. énergie, art. L. 311-5-3), Décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles (*JORF*, n° 0301 du 28 décembre 2019) et Décret n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles pris en application de l'article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (*JORF*, n° 0214 du 15 septembre 2022). Pour des raisons de sécurité énergétique, la France a reporté, sans fixer d'échéance, l'arrêt des centrales fonctionnant au charbon, initialement prévu pour 2022.

partir d'énergie fossile⁴⁰. Si ces moyens de production impactent négativement l'environnement et la santé humaine, ils jouent malgré tout un rôle clé, si ce n'est essentiel, dans la sécurité d'approvisionnement en électricité⁴¹. À l'inverse, la structure du mix électrique des zones non interconnectées⁴² (*i.e.* hors métropole) est essentiellement carbonée, voire totalement⁴³. La France entend donc, par une planification énergétique « sur-mesure »⁴⁴, augmenter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité. Mais l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et variables dans ces petits systèmes électriques est source de complications, notamment en raison de leur petite taille et des faibles possibilités de foisonnement⁴⁵.

9. Si le développement de la production d'électricité renouvelable est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050⁴⁶, l'intégration de cette production dans le système électrique bouleverse son organisation et son fonctionnement.

D'une part, le développement des installations de production d'électricité renouvelable, pour beaucoup raccordées aux réseaux de distribution, conduit en effet à un mouvement de « décentralisation » de la production d'électricité. Cette tendance est amenée à s'intensifier, principalement en raison de la hausse de la demande qui passera nécessairement par le développement de la production d'électricité renouvelable. Le développement rapide de l'électrification des usages après la Seconde Guerre mondiale a abouti à un système de production centralisé, en partie pour tirer parti des économies d'échelles. L'électricité injectée dans le réseau suivait un cheminement simple : une fois injectée, l'électricité était acheminée à haute tension par le réseau de transport vers les réseaux de distribution qui desservent en moyenne et basse tension les consommateurs finals. Les grandes centrales de production d'électricité alimentaient ainsi un réseau centralisé, lequel acheminait l'électricité jusqu'aux consommateurs finals de manière unidirectionnelle. Le développement de la production

⁴⁰ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019, 400 p., point 3.5.9., p. 150.

⁴¹ V., Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, Avril 2010, p. 8.

⁴² Les zones non interconnectées à la métropole (« ZNI ») regroupent notamment : la Corse, les départements et régions d'outre-mer (Guadeloupe, La Réunion, Mayotte), les collectivités territoriales (Martinique, Guyane, Saint-Martin, Saint-Barthélemy), certaines collectivités d'outre-mer (telles que Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis et Futuna) et les îles du Ponant (les îles de Sein, Molène, Ouessant et Chausey).

⁴³ Tel est le cas de Saint-Pierre-et-Miquelon.

⁴⁴ L'article 203 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (*JORF*, n° 0189 du 18 août 2015), codifié à l'article L. 141-5 du code de l'énergie, prévoit l'élaboration de programmations pluriannuelles de l'énergie spécifiques pour la Corse et les outre-mer (la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon).

⁴⁵ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N°2017-070, 06 avril 2017, p. 3.

⁴⁶ V., en ce sens, 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 (refonte), Commission européenne, COM(2016) 767 final, 23 février 2017, p. 11.

d'électricité renouvelable décentralisée, y compris l'autoproduction, modifie le rôle des réseaux de distribution d'électricité qui deviennent à la fois collecteur et distributeur d'électricité. Les flux d'énergie deviennent bidirectionnels, générant de nouveaux investissements et le recours aux réseaux « intelligents » (« *Smart grids*⁴⁷ ») pour gérer l'afflux d'une production d'électricité susceptible d'occasionner des congestions sur ces réseaux.

D'autre part, la production d'électricité renouvelable ne correspond pas toujours à la demande d'électricité. Contrairement aux centrales de production conventionnelles, la production d'électricité renouvelable, en particulier éolienne et solaire, est dépendante de phénomènes météorologiques variables, ce qui leur vaut le qualificatif de « production intermittente et variable ». Les pointes de production ne sont donc pas toujours corrélées à la demande, engendrant sur les réseaux des congestions, et contraignant les gestionnaires de réseaux à investir massivement dans ces réseaux⁴⁸. À l'inverse, en période de faible production, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité doit, pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, modifier les programmes de fonctionnement des centrales, actionner les mécanismes de sûreté et recourir aux importations, ce qui entraîne des coûts supplémentaires pour la collectivité.

Enfin, le développement de la production d'électricité renouvelable conduit à une baisse de l'inertie du système électrique⁴⁹. L'inertie est une propriété inhérente au fonctionnement des centrales de production d'électricité dites « tournantes » (*i.e.* nucléaire, thermique, hydraulique). À la différence des centrales de production conventionnelles, les éoliennes⁵⁰ et les panneaux photovoltaïques ne sont pas des machines « tournantes ». Ces installations ne sont effectivement pas équipées d'alternateurs et donc ne peuvent ni exercer une résistance au ralentissement de leur rotation ni une accélération pour stabiliser la fréquence du réseau, pourtant nécessaire à la stabilité du système électrique⁵¹. La baisse d'inertie peut toutefois être compensée en ayant recours à des dispositifs de stockage d'énergie notamment⁵².

10. Pour faire face aux aléas de la production d'électricité renouvelable et à l'arrêt progressif des centrales fonctionnant aux énergies fossiles, le système électrique requiert davantage de flexibilité. Aujourd'hui, la flexibilité repose essentiellement sur les centrales hydrauliques et nucléaires, et en période d'extrême pointe, sur les centrales fonctionnant aux

⁴⁷ V., en ce sens, Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, CRE, Rapport, Mai 2022, 26 p.

⁴⁸ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 10, point 10.2.8.3, figure 10.29 et 10.30, pp. 511-512 ; « Transition écologique : Enedis dévoile les travaux préparatoires à son futur « Plan de Développement de Réseau », Enedis, Communiqué de presse, 13 mars 2023.

⁴⁹ V., en ce sens, BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, Paris, 2018, 220 p., point 6.1., pp. 177-185.

⁵⁰ Bien que possédant une masse tournante, les éoliennes sont la plupart du temps raccordées par de l'électronique de puissance. *Ibid.*, point 6.1.1., p. 181.

⁵¹ V., en ce sens, Groupe de travail 8 « Fonctionnement du système électrique », RTE, 29 avril 2020, 61 p., p. 9.

⁵² BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, point 6.1.2., p. 183.

énergies fossiles⁵³. Jusqu'au début des années 2010, l'intérêt de développer de nouvelles capacités de flexibilité restait encore limité, les centrales électriques fossiles suffisaient amplement pour intégrer la faible part d'électricité renouvelable intermittente au système électrique⁵⁴. Mais l'évolution du mix de production électrique, avec l'arrêt progressif des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz naturel, ainsi que la fermeture de certaines centrales nucléaires et l'augmentation de la part des moyens de production d'électricité renouvelable, a pour effet de diminuer les capacités flexibles disponibles. Par conséquent, le maintien de la sécurité dans le système électrique nécessite, dès à présent, et ce, eu égard à l'augmentation générale de la demande d'électricité, de développer, à titre principal, de nouveaux moyens de flexibilité⁵⁵, mais également de renforcer les réseaux⁵⁶, de numériser le système électrique⁵⁷, en rendant les réseaux plus « intelligents » et d'adapter le fonctionnement des centrales conventionnelles aux variations de l'offre⁵⁸.

11. Pour l'Agence internationale de l'énergie, la flexibilité est en passe de devenir « *la pierre angulaire de la sécurité électrique*⁵⁹ ». Dans tous les scénarios⁶⁰, les besoins de flexibilité augmentent de manière importante. Dans le monde, les besoins de flexibilité doivent doubler jusqu'en 2030, puis être multipliés par 3,5 fois d'ici 2050⁶¹. En France, l'étude *Futurs énergétiques 2050* publiée par RTE estime qu'au-delà de 2030, les besoins évolueront « *fortement à la hausse*⁶² » dans la quasi-totalité des scénarios, du fait notamment de l'augmentation de la demande et de la baisse des capacités pilotables. À l'horizon 2050, ces

⁵³ Pour les centrales thermiques : V., Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010, p. 8. Pour les centrales hydrauliques : V., Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 507, p. 9. Pour les centrales nucléaires : V., BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, point 5.3.1.1., p. 152.

⁵⁴ V., en ce sens, “Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?”, *Study for the ITRE Committee*, European Parliament, 2015, 88 p., p. 31, point 3.2., question 10.

⁵⁵ V., en ce sens, *World Energy Outlook 2022*, IEA, *op. cit.*, point 4.7, p. 215 ; *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1.4., pp. 295-302.

⁵⁶ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 10, point 10.2 (p. 478 et s.) et point 10.3 (p. 513 et s.).

⁵⁷ V., en ce sens, *Digitalization & Energy*, IEA, 2017, 185 p., pp. 76-100 ; *Transition numérique du système énergétique – Plan d'action de l'UE*, Commission européenne, 18 octobre 2022, COM(2022) 552 final.

⁵⁸ V., en ce sens, BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, point 5.3.1., p. 152.

⁵⁹ *World Energy Outlook 2022*, IEA, *op. cit.*, p. 140.

⁶⁰ Pour le *Stated Policies Scenario* ou « STEPS » (fonction des politiques actuelles des États), les besoins de flexibilité doivent tripler d'ici 2050. Pour le *Net Zero Emissions by 2050 Scenario* ou « NZE » (fonction de l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050), les besoins font plus que quadrupler.

⁶¹ Selon le *Announced Pledges Scenario* (« APS »), c'est-à-dire ce que les pays se disent prêts à faire.

⁶² *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1.4.2., p. 296.

besoins sont estimés entre 28 et 68 GW⁶³ selon les scénarios⁶⁴. RTE a identifié quatre moyens de flexibilité nécessaires pour assurer l'équilibre du système électrique d'ici 2050 : la flexibilité du côté de la demande, la production d'électricité à partir de combustibles décarbonés (e.g. biométhane, hydrogène), les réseaux et le stockage d'énergie⁶⁵.

12. Le stockage d'énergie est un des moyens de flexibilité indispensable pour atteindre les objectifs de transition énergétique que la France et l'Union européenne se sont fixés⁶⁶.

13. À ce stade de la réflexion, une mise au clair s'impose à l'égard de la notion de « stockage d'énergie ». Le « stockage d'énergie » est un concept dont le champ peut être sujet à discussion et qui nécessite un certain nombre de développements pour en préciser le périmètre et le contenu. Sur le plan sémantique, le « stockage » se définit comme « *l'action de stocker*⁶⁷ », le verbe « stocker » étant à son tour défini notamment comme le fait de « *conserver un produit, une énergie en attente pour une utilisation ultérieure*.⁶⁸ ». Entendu au sens large, le stockage d'une énergie est le fait de stocker une énergie, pour différer, dans le temps, son utilisation de manière à fiabiliser l'approvisionnement énergétique. La notion de « stockage d'énergie », telle qu'utilisée dans le secteur de l'énergie, relève donc davantage d'une pratique que d'un processus naturel. Même si l'on peut parler de stockage d'énergie naturel pour les hydrocarbures piégés dans des formations géologiques, l'usage des termes « stockage d'énergie » appelle à considérer qu'il s'agit d'un procédé dû à la technique de l'homme, et ce, de façon délibérée.

Ces précisions faites, il convient de préciser que la notion de « stockage d'énergie » doit être appréhendée en fonction de l'énergie qui est stockée. Aujourd'hui, une grande partie des énergies peuvent l'être. C'est notamment le cas des énergies fossiles, de la chaleur ou encore de l'électricité. Le gaz naturel peut ainsi être stocké dans des bouteilles de gaz, pour un usage domestique, mais aussi dans des installations de stockage en nappes aquifères ou cavités salines, pour sécuriser l'approvisionnement. Les produits pétroliers peuvent également se stocker dans des réservoirs, tout comme certaines énergies primaires, telles que le charbon.

Contrairement aux autres types d'énergies, l'électricité est difficilement stockable, du moins directement. Si l'électricité peut être directement stockée au moyen de supercondensateurs ou de supraconducteurs, ces systèmes, aux coûts encore très élevés, ont une

⁶³ *Ibid.*, p. 297.

⁶⁴ Les besoins de modulation (i.e. déplacement d'énergie en vue de lisser la courbe de consommation résiduelle selon plusieurs horizons de temps) connaîtront également une « *augmentation significative* ». *Ibid.*, point 7.1.4.3., p. 299.

⁶⁵ *Ibid.*, point 7.1.5., pp. 302-303.

⁶⁶ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, 36 p., p. 6.

⁶⁷ « Stockage », Dictionnaire Larousse, 2023.

⁶⁸ « Stocker », Dictionnaire Larousse, 2023.

capacité de stockage qui demeure très limitée. L’adage « *l’électricité ne se stocke pas* » prend donc tout son sens. En revanche, l’énergie électrique peut être transformée en une autre forme d’énergie dont le stockage est possible.

Sur le plan technique, le stockage d’électricité au moyen de la conversion poursuit trois étapes distinctes. La première étape consiste à prélever de l’électricité pour la convertir en une autre forme d’énergie qui peut être stockée. Il peut s’agir d’une énergie potentielle, de compression, cinétique, chimique ou encore électrochimique. La seconde étape consiste à stocker cette énergie pour une durée plus ou moins importante. Selon les technologies de stockage et la finalité recherchée, l’énergie peut être conservée quelques minutes jusqu’à plusieurs mois. La troisième étape consiste à reconvertir cette énergie en électricité. Lors de cette dernière étape, il peut être également décidé de ne pas reconvertir l’énergie en électricité, mais d’utiliser l’énergie stockée comme un autre vecteur d’énergie. Par conséquent, le stockage d’électricité au moyen de la conversion s’apprécie selon la finalité poursuivie : soit l’électricité est restituée au réseau, dans ce cas on peut parler de stockage « bidirectionnel » (ou, en anglais « *Power-to-X-to-Power*⁶⁹ »), soit l’électricité n’est pas restituée, et dans ce cas, on peut parler d’un stockage « unidirectionnel » (« *Power-to-X* »). Le stockage « unidirectionnel » est principalement utilisé pour décarboner les secteurs pour lesquels l’électrification des usages est difficile à court et moyen terme, notamment pour des raisons techniques ou économiques⁷⁰ (e.g. industries gazo-intensives⁷¹, transports⁷², bâtiments⁷³). À l’inverse, le stockage « bidirectionnel » est principalement utilisé pour rendre des services au réseau électrique⁷⁴ ou pour optimiser la production d’électricité.

Le fait que le stockage d’électricité soit réalisé sous une forme d’énergie autre que l’électricité conduit généralement à parler de « stockage d’énergie » plutôt que de « stockage d’électricité ». Dans la littérature spécialisée, les auteurs sont nombreux à utiliser les termes « stockage d’électricité » pour décrire le stockage « bidirectionnel ». Pour une majorité d’acteurs, les procédés techniques qui ne reconvertissent pas l’énergie stockée en électricité sont régulièrement perçus comme des dispositifs de consommation d’électricité⁷⁵, dès lors que ces procédés n’injectent pas d’électricité sur le réseau. Pour faciliter la lecture, le stockage d’énergie, dans le système électrique, qui restitue l’électricité, ou plus simplement le stockage bidirectionnel, est, dans la suite de cette étude, désigné par les termes « *stockage d’électricité* ». Le stockage d’énergie, dans le système électrique, indépendamment de la finalité de l’opération, est, quant à lui, désigné par les termes « stockage d’énergie ».

⁶⁹ La lettre « X » étant un vecteur d’énergie autre que l’électricité.

⁷⁰ V., en ce sens, Gaz verts : Renforçons nos synergies, ATEE, Mars 2021, 24 p., p. 9.

⁷¹ E.g. : utilisation d’un dispositif de stockage d’énergie en lieu et place d’un groupe électrogène.

⁷² Le stockage d’énergie par batterie permet d’électrifier les véhicules et autres moyens de transport.

⁷³ E.g. : utilisation de batteries pour renforcer le taux d’autoconsommation des bâtiments.

⁷⁴ On entend ici le « réseau électrique » aussi bien le réseau public de transport (à haute, moyenne ou basse tension) que le réseau privé, y compris le réseau intérieur desservant les différentes applications au sein d’une même installation privée.

⁷⁵ V., en ce sens, Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, 34 p., p. 15.

14. Le stockage d'électricité peut jouer un rôle essentiel dans le système électrique actuel et futur. Il permet de faciliter l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et variables, de réduire l'usage des centrales de pointe fonctionnant aux énergies fossiles, de réduire le prix de l'électricité, d'améliorer l'efficacité des marchés de l'électricité, d'optimiser le développement et l'exploitation des réseaux, d'apporter de l'inertie au système électrique⁷⁶ ou encore de donner aux consommateurs les moyens d'adapter leur consommation d'électricité.

Pour la Commission européenne, le stockage d'électricité est « *particulièrement bien adapté* ⁷⁷ » pour répondre aux besoins du système électrique. Contrairement aux autres moyens de flexibilité, le stockage d'électricité permet d'apporter de la flexibilité à la hausse ou à la baisse, voire les deux en même temps⁷⁸. Il permet ainsi d'équilibrer la production et la consommation en stockant de l'électricité lorsque la consommation est faible et en période de pointe, de rendre l'électricité au réseau. Certains dispositifs de stockage peuvent être installés au plus près des besoins, et ce, de façon modulaire⁷⁹. Les accumulateurs peuvent jouer un rôle important pour gérer les congestions sur les réseaux publics de distribution d'électricité ou pour garantir l'alimentation électrique en cas d'opération de maintenance, en se substituant aux groupes électrogènes⁸⁰. Enfin, selon les technologies, le stockage d'électricité peut fournir de très forte puissance, sur un temps plus ou long⁸¹ et avec un temps de réaction qui peut être extrêmement rapide⁸².

15. Pour faire face à la variabilité du système électrique, les besoins en matière de stockage d'énergie devraient sextupler d'ici 2050⁸³. Précisément, l'Association européenne pour le stockage d'énergie (« EASE⁸⁴ ») estime les besoins en nouvelles capacités de stockage pour 2030 à 200 GW et pour 2050 à 600 GW, dont 435 GW de capacité de stockage d'électricité⁸⁵ (soit 72,5%). En France, eu égard au mix électrique relativement flexible, les besoins de stockage d'électricité évoluent peu, du moins jusqu'en 2030. Selon les scénarios présentés dans le rapport *Futurs énergétiques 2050*, les besoins de capacités de stockage

⁷⁶ Naturelle ou artificielle.

⁷⁷ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, *op. cit.*, pp. 11-12 (traduit par l'auteur).

⁷⁸ Tel est le cas des stations de transfert d'énergie par pompage.

⁷⁹ Tel est le cas des accumulateurs qui peuvent être déplacés plus ou moins facilement.

⁸⁰ V., en ce sens, « Enedis dévoile le premier Groupe Électrogène Zéro Émission en partenariat avec Schneider Electric pour une innovation au service de la transition écologique », Enedis, Communiqué de presse, 8 juillet 2021.

⁸¹ Minutes à plusieurs semaines.

⁸² Millième de seconde pour les accumulateurs notamment.

⁸³ « Une planète propre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat », Commission européenne, 28 novembre 2018, COM(2018) 773 final, p. 7.

⁸⁴ European Association for Storage of Energy.

⁸⁵ Dont 435 GW de capacité de stockage avec réinjection sur le réseau électrique. V., Energy Storage Targets 2030 and 2050, EASE, June 2022, 36 p., p. 24.

d'électricité sont estimés entre 9 GW et 34 GW d'ici 2050⁸⁶. Les nouveaux objectifs de décarbonation prévus dans le cadre du paquet législatif « Ajustement à l'objectif 55 », inscrits postérieurement à la publication dudit rapport, pourraient toutefois rehausser les objectifs. De nouveaux travaux menés par RTE montrent d'ores et déjà une accélération des besoins en flexibilités pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande à l'horizon 2030-2035, notamment dans le stockage d'électricité par accumulateurs et le stockage hydraulique par pompage-turbinage⁸⁷.

16. Si, aujourd'hui, les pouvoirs publics entendent développer de nouvelles capacités de stockage d'électricité, cette prise de conscience a été longue et avec trop peu d'effets. Le stockage d'électricité occupa un certain temps une place secondaire dans la politique énergétique.

17. Tant sur la scène européenne que nationale, la référence au stockage d'électricité fût longtemps absente des objectifs de la politique énergétique⁸⁸.

Après une absence totale de dispositions à l'égard du stockage d'électricité dans les deux premiers « paquet » énergie, le législateur de l'Union a, en 2009, par le biais de l'instrument juridique dédié à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables⁸⁹, encouragé fortement, sans formuler d'objectifs concrets, le déploiement de systèmes de stockage d'électricité pour intégrer la production intermittente des énergies renouvelables⁹⁰. Pour autant, à la différence de la directive établissant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel⁹¹, qui plaçait le stockage comme l'un des éléments essentiels du système gazier, la directive établissant des règles communes pour le marché

⁸⁶ V., Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2, pp. 206-211. En détails : Scénario M0 (100% renouvelable en 2050) : 8 GW de station de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») et 26 GW de batteries ; Scénario M1 (13% de nucléaire et ≈ 85% de renouvelable) : 8 GW de STEP et 26 GW de batteries ; Scénario M23 (13% de nucléaire et ≈ 85% de renouvelable) : 8 GW de STEP et 13 GW de batteries ; Scénario N1 (26% de nucléaire et ≈ 70% de renouvelable) : 8 GW de STEP et 9 GW de batteries ; Scénario N2 (36% nucléaire et ≈ 60% de renouvelable) : 8 GW de STEP et 2 GW de batteries ; Scénario N03 (50% nucléaire et ≈ 50% renouvelable) : 8 GW de STEP et 1 GW de batteries.

⁸⁷ Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape, RTE, Juin 2023, 50 p., p. 43.

⁸⁸ Si l'article 2 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (*JORF*, n° 0163 du 14 juillet 2005) aujourd'hui codifié à l'article L. 100-2 du code de l'énergie, vise directement le « stockage de l'énergie », les travaux parlementaires relèvent que le « stockage » est entendu comme le stockage « *de gaz et de pétrole* ». V., notamment, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques et du plan (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après déclaration d'urgence, d'orientation sur l'énergie, Sénat, 2 juin 2004, n° 330, p. 36.

⁸⁹ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (*JOUE*, n° L 140, 5 juin 2009, p. 16–62).

⁹⁰ V., en ce sens, *Ibid.*, considérant 57.

⁹¹ Directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 94–136).

intérieur de l'électricité⁹² ne mentionnait dans aucune de ces dispositions le stockage d'électricité. Les choses ont évolué à partir du début des années 2010. En 2013, la Commission européenne a publié un document de travail sur le stockage d'énergie⁹³ dans lequel elle expose l'intérêt du stockage pour le système électrique européen et les obstacles existants. Parmi les obstacles recensés, figure notamment la rentabilisation des projets de stockage⁹⁴, affectée par un certain nombre de barrières techniques, réglementaires et stratégiques⁹⁵. Sous l'influence européenne⁹⁶, le législateur national a introduit, dans le cadre de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des dispositions nouvelles à l'égard du stockage d'énergie, dans l'intention d'accompagner le développement des énergies renouvelables⁹⁷ et de soutenir financièrement certains exploitants d'installations de stockage⁹⁸. À cet égard, la loi a instauré une programmation pluriannuelle de l'énergie qui doit, en partie, couvrir les enjeux et les objectifs relatifs « *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*⁹⁹ ». Même si les programmations pluriannuelles de l'énergie qui se sont succédé ont prévu des objectifs à l'égard du développement du stockage d'électricité, la plupart des objectifs – qui, d'ailleurs, étaient peu ambitieux – n'ont pas été tenus¹⁰⁰. Pourtant, la Stratégie nationale bas carbone de novembre 2015 était relativement ambitieuse à l'égard du

⁹² Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 55–93).

⁹³ The future role and challenges of Energy Storage, European Commission, DG ENER, Working Paper, 2013, 36 p.

⁹⁴ *Ibid.*, p. 9.

⁹⁵ *Ibid.*, pp. 9-10.

⁹⁶ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (*JOUE*, n° L 140 du 5 juin 2009) ; Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

⁹⁷ V., notamment, Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (*JORF*, n° 0189 du 18 août 2015), article 160, III, article 176, I, onzième alinéa et article 183, I, dix-huitième alinéa ; 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 (*JORF*, n° 0048 du 25 février 2017), article 8, deuxième alinéa.

⁹⁸ V., en ce sens, La loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 (*JORF*, n° 0304 du 30 décembre 2012), article 60 : extension du périmètre des coûts relevant des charges de service public de l'électricité aux coûts des « *ouvrages de stockage d'électricité* » gérés par le gestionnaire du système électrique dans les zones non interconnectées ; Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (*JORF*, n° 0189 du 18 août 2015), article 157.

⁹⁹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 141-2, 4°.

¹⁰⁰ Création d'un règlementaire à l'égard du stockage d'électricité, adoption d'une tarification des réseaux publics spécifique au stockage d'électricité, construction de nouvelles capacités ou renforcement des stations de transfert d'énergie par pompage, notamment.

stockage. Le document prévoyait effectivement de « développer¹⁰¹ » à la fois le « *stockage hebdomadaire pour faire face à l'intermittence de l'éolien à l'horizon 2030*¹⁰² » et le « *stockage journalier pour gérer la production photovoltaïque après 2030 lorsqu'elle atteindra des niveaux significatifs*¹⁰³ ». Au même moment, dans une communication de 2015 portant sur l'Union de l'énergie, la Commission observe que le stockage d'énergie est indispensable pour intégrer la production d'électricité renouvelable aux marchés de l'électricité¹⁰⁴. Fort de ce constat, la Commission européenne décide de s'intéresser activement au stockage d'électricité dans le cadre de la réorganisation du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Faisant suite à sa stratégie pour une Union de l'énergie¹⁰⁵, la Commission présente, le 30 novembre 2016, une série de règlements et de directives sur le marché de l'électricité intitulée « Une énergie propre pour tous les Européens¹⁰⁶ » (ci-après « quatrième "paquet" énergie¹⁰⁷ ») pour accélérer la transition énergétique. Parmi les mesures phares présentées, la Commission prévoit la refonte du cadre législatif relatif au fonctionnement du marché intérieur de l'électricité pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables et encourager une implication proactive des consommateurs à la transition énergétique. À cette fin, la Commission établit un ensemble de mesures visant à favoriser le développement du stockage d'énergie. Dans ce contexte, la Commission publie en février 2017 un nouveau document de travail sur le stockage d'énergie, qui clarifie et précise l'intérêt des mesures proposées par la Commission à l'égard du stockage¹⁰⁸.

La directive et le règlement établissant les règles du marché intérieur de l'électricité, adoptés en juin 2019, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, qui ont été précédés de plusieurs actes au niveau interne, ont permis de marquer le premier pas vers la création d'un véritable cadre juridique applicable au stockage d'électricité. Adoptée en juin 2019, la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité¹⁰⁹ et le règlement 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité¹¹⁰, apportent une première pierre à l'édifice en établissant un certain nombre de règles à l'égard du stockage d'électricité.

¹⁰¹ Stratégie nationale bas-carbone, Résumé pour décideurs, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, novembre 2015, 19 p., p. 16.

¹⁰² *Ibid.*

¹⁰³ *Ibid.*

¹⁰⁴ « Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique », *Paquet « Union de l'énergie »*, Commission européenne, 25 février 2015, COM(2015) 80 final, 25 p., p. 11.

¹⁰⁵ *Ibid.*

¹⁰⁶ Une énergie propre pour tous les Européens, Commission européenne, 30 novembre 2016, COM(2016) 860 final.

¹⁰⁷ Pour mémoire, le premier paquet « Énergie » a été adopté entre 1996 et 1998, le second en 2003, et le troisième en 2009.

¹⁰⁸ Energy storage – the role of electricity, European Commission, 1 February 2017, SWD(2017) 61 final, 25 p.

¹⁰⁹ *JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 125–199.

¹¹⁰ *JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 54–124.

Les dispositions concernées marquent un tournant dans l'intégration du stockage au système électrique et aux marchés de l'électricité.

La directive et le règlement établissant les règles du marché intérieur de l'électricité reprennent, en grande partie, les mesures évoquées dans les communications de la Commission de 2013 et 2017. Partant du principe que le stockage d'électricité est une activité qui s'exerce au sein de marchés concurrentiels, les deux textes ont tout d'abord adopté des mesures visant à garantir aux opérateurs de stockage d'électricité la possibilité de participer pleinement aux marchés de l'électricité et d'être récompensés financièrement pour les services de flexibilité qu'ils sont susceptibles de fournir aux réseaux. Les opérateurs qui exercent une activité de stockage d'électricité font ainsi partie d'une classe spécifique d'acteurs du secteur de l'électricité aux côtés des producteurs et des consommateurs d'électricité. À ce propos, les textes imposent, sans surprise, un traitement non discriminatoire du stockage d'électricité par rapport aux autres activités du secteur de l'électricité, tant pour la participation aux marchés que pour le raccordement des installations de stockage. Ils prévoient ensuite une série de dispositions à l'égard de la participation des gestionnaires de réseau à l'activité de stockage d'électricité et à l'utilisation de dispositifs de stockage par les autoconsommateurs. Enfin et surtout, la directive définit la notion de « stockage d'énergie » dans le système électrique comme « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie*¹¹¹ ». Cette définition invite à distinguer l'énergie de départ de l'énergie de destination. Si l'énergie de départ est l'électricité, l'énergie de destination ne l'est pas nécessairement.

18. En France, le cadre juridique applicable au stockage d'électricité apparaît relativement récent, bien que diverses dispositions réparties dans des textes différents abordant la fiscalité, le soutien public¹¹², la tarification des réseaux¹¹³ et les données statistiques aient déjà ciblé le stockage d'électricité. Par exemple, à la suite des deux de crises pétrolières, les pouvoirs publics ont introduit un système d'amortissement dégressif pour les dispositifs de stockage afin de renforcer les mesures d'efficacité énergétique des entreprises¹¹⁴. Un autre exemple l'intégration, par le biais de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de considérations sur le stockage d'électricité visant à

¹¹¹ Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 59).

¹¹² Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012, article 60 (*JORF*, n° 0304 du 30 décembre 2012) ; Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance, article 176.

¹¹³ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance, article 157.

¹¹⁴ V., en ce sens, Décret n°81-37 du 20 janvier 1981 fixant la liste des installations et matériels financés par des sociétés agréées mentionnés à l'article 30 de la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur (*JORF*, 21 janvier 1981) ;

améliorer la collecte de données concernant les installations de stockage d'électricité en France¹¹⁵.

19. Mais l'adoption du quatrième « paquet » énergie fût l'élément déclencheur à l'édification d'un corps de règles spécifiquement dédié au stockage d'électricité. Il convient de rappeler très brièvement l'évolution des textes depuis l'adoption du quatrième « paquet » énergie.

Tout d'abord, l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021¹¹⁶, qui transpose la directive 2019/944 et le règlement 2019/943, a posé les jalons d'un véritable cadre juridique du stockage d'électricité en droit interne. Le centre névralgique de ce premier texte repose sur la classification juridique de l'activité de stockage d'énergie. Conformément à la directive 2019/944, l'activité de stockage d'énergie est explicitement reconnue comme étant une activité qui s'exerce au sein de marchés concurrentiels¹¹⁷. Cette classification se traduit notamment par l'interdiction faite aux gestionnaires de réseaux de posséder ou exploiter des actifs de stockage d'électricité, sauf exception, et dérogations¹¹⁸. Ce texte, prévoit, par ailleurs, la création d'un chapitre relatif au « stockage d'énergie dans le système électrique », rattaché au Titre V du Livre III du code de l'énergie, dans lequel il fait figurer la définition du « stockage d'énergie¹¹⁹ ».

Une deuxième étape importante a été franchie avec l'adoption de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets¹²⁰. Prenant acte de « *l'état d'urgence climatique*¹²¹ », le Président de la République Emmanuel Macron a annoncé, le 25 avril 2019, la création d'une Convention citoyenne pour le climat dont les propositions¹²² ont été en partie reprises dans la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021. À la différence de l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, la présente loi prévoit plusieurs mesures pour développer activement le stockage d'électricité. À cette fin, la loi élargie le champ d'application de la « loi quinquennale », prévue à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie, qui détermine à compter du 1^{er} juillet 2023, puis tous les cinq ans, les objectifs et les priorités d'action de la politique énergétique nationale, pour y intégrer les installations de

¹¹⁵ V., en ce sens, Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, article 179 ; Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2° (*JORF*, n° 0167 du 20 juillet 2016).

¹¹⁶ Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (*JORF*, n° 0054 du 4 mars 2021).

¹¹⁷ V., en ce sens, C. énergie, article L. 111-1.

¹¹⁸ V., en ce sens, C. énergie, article L. 352-2.

¹¹⁹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 352-1-1.

¹²⁰ *JORF*, n° 0196 du 24 août 2021.

¹²¹ Déclaration de M. Emmanuel Macron, Président de la République, sur les défis et priorités de la politique gouvernementale à l'issue du Grand débat national, Paris, 25 avril 2019.

¹²² V., en ce sens, Les propositions de la Convention Citoyenne pour le Climat, Rapport final, Version du 29 janvier 2021, 460 p.

stockage hydraulique par pompage-turbinage¹²³. Les objectifs de la politique énergétique sont également modifiés¹²⁴. Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a dorénavant pour objectif de « *favoriser*¹²⁵ » le stockage hydraulique par pompage-turbinage¹²⁶. Surtout, l'on retiendra que ce deuxième volet législatif prévoit la possibilité de recourir à des appels d'offres pour développer le stockage d'électricité¹²⁷, dont les tenants et les aboutissements seront précisés dans les prochains développements. La loi autorise enfin le Gouvernement à prendre par ordonnance, dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution du 4 octobre 1958, toute mesure relevant de la loi en vue de préciser les régimes légaux des stockages souterrains et des mines afin, notamment, de définir les modalités de leur extension à d'autres substances, comme l'hydrogène¹²⁸.

Une troisième étape a été franchie en 2023 par le biais de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Conscient de l'intérêt du stockage d'électricité pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables, le législateur a introduit plusieurs mesures visant à accélérer le développement du stockage d'électricité. Dorénavant, les projets de stockage d'énergie sont réputés répondre à une « raison impérieuse d'intérêt public majeur », au sens du c du 4° du I de l'article L. 411-2 du code de l'environnement, dès lors qu'ils satisfont aux conditions réglementaires prévues à cet effet¹²⁹. La loi complète la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021, en ajoutant les projets « *de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité*¹³⁰ » et le stockage hydraulique par pompage-turbinage¹³¹ dans les objectifs et priorités d'action de la politique énergétique nationale de la loi quinquennale définis à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie qui seront ensuite déclinés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie¹³².

Cela va sans dire, ces deux derniers volets législatifs vont constituer un terreau fertile pour permettre de compléter et renforcer le cadre juridique applicable au stockage d'électricité dans le cadre de la « loi quinquennale », visée à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie, qui doit être adoptée d'ici la fin de l'année 2023.

¹²³ Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, article 89, II.

¹²⁴ *Ibid.*, article 89, I, B.

¹²⁵ C. énergie, article L. 100-4, 4° bis.

¹²⁶ V., en ce sens, Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets article 89, III, 2°.

¹²⁷ *Ibid.*, article 85, I.

¹²⁸ *Ibid.*, article 81, I, point 3, lettre d). V., en ce sens, Ordonnance n° 2022-536 du 13 avril 2022 modifiant le modèle minier et les régimes légaux relevant du code minier (*JORF*, n° 0088 du 14 avril 2022).

¹²⁹ A la rédaction de ces lignes, le décret en Conseil d'État, mentionné au premier alinéa de l'article L. 211-2-1 du code de l'énergie, n'a pas encore été publié.

¹³⁰ C. énergie, article L. 100-1 A, I, 3°.

¹³¹ *Ibid.*

¹³² Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, article 89, I, 1°.

20. Bien qu'il puisse être considéré comme « *un élément clé pour assurer la flexibilité et soutenir l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique*¹³³ », le stockage d'électricité n'a pourtant reçu qu'une attention très limitée en doctrine. Plusieurs auteurs lui ont certes consacré un article¹³⁴ ou quelques paragraphes dans des monographies¹³⁵. Une étude approfondie sur le stockage d'électricité en droit fait néanmoins défaut à ce jour, de telle sorte que de nombreuses zones d'ombre continuent de planer autour de ce sujet. La présente recherche tente de contribuer à combler cette lacune. La démarche se veut tout à la fois théorique, pratique et prospective.

21. Avant de se pencher sur la problématique de l'étude et d'annoncer le plan de recherche, il convient d'explicitier la méthodologie retenue. La présente étude limite tout d'abord son périmètre aux moyens de stockage qui convertissent de l'électricité en une autre énergie pour pouvoir la stocker et ensuite la reconvertir en électricité. Ce faisant, elle écarte de son champ le stockage d'électricité unidirectionnel. Les enjeux juridiques ne sont pas les mêmes selon que l'électricité est, ou n'est pas, réinjectée dans le réseau électrique, ce qui explique le choix de limiter au stockage d'électricité « bidirectionnel ».

La matière étudiée au cours de la présente recherche inclut les principales technologies de stockage d'électricité qui sont d'ores et déjà exploitées ou dont les perspectives de développement à l'échelle commerciale se situent à court et moyen terme, à savoir le stockage hydraulique par pompage-turbinage (« stations de transfert d'énergie par pompage »), le stockage d'énergie par air comprimé, les volants d'inertie, les accumulateurs et le stockage par hydrogène¹³⁶. Y sont notamment exclus le stockage d'électricité au moyen des supraconducteurs et des supercondensateurs et le stockage d'électricité en mer (par air comprimé ou au moyen d'une station de transfert d'énergie par pompage). Les barrages hydrauliques ou encore les techniques de stockage d'énergie non rechargeables, comme les piles électriques, sont également exclus de l'étude, en ce qu'il ne s'agit pas d'installation de stockage d'électricité au sens du droit de l'Union¹³⁷. Chacune des technologies de stockage d'électricité présente des caractéristiques variées, qui les rendent adaptées à différents contextes et applications. L'étude aurait pu se limiter à une approche globale du sujet. Cependant, il est

¹³³ Energy storage – the role of electricity, European Commission, DG ENER, 1 February 2017, SWD(2017) 61 final, 25 p., p. 3.

¹³⁴ Revue : MONFRAY (P.), RUBIO (A.-E.), Où en est-on du cadre juridique du stockage d'électricité en France ?, *Europ'Energies*, avril 2023, 18 p., p. 8 ; Revue de presse : GUILLEMET (J.), BASCHET (C.), « Stockage d'énergie : les conséquences de la loi sur l'accélération de la production d'énergies renouvelables », *Actu-environnement*, 14 avril 2023 ; Cabinets d'avocats : RUBIO (A.-E.), « Le stockage d'électricité : quels revenus ? », CMS, Actualités, 2 juin 2023 ; BARTHELEMY (C.), DEVEDEIX (M.), « Appels d'offres long terme "stockage" », CMS, Actualités, 22 octobre 2021.

¹³⁵ V., en ce sens, LAMOUREUX (M.), *Droit de l'énergie*, LGDJ, Précis Domat, 2e édition, 13 septembre 2022, 764 p., notamment point 221, p. 229 ; SABLIERE (P.), *Droit de l'énergie 2014/2015*, Dalloz, Dalloz Action, 20 novembre 2013, 2858 p., notamment points 111.25 et 440.22, respectivement, pp. 45-46 et p. 880.

¹³⁶ Stockage d'hydrogène ayant pour finalité de restituer l'électricité au réseau.

¹³⁷ V., en ce sens, Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 60).

apparu nécessaire de prendre en compte les caractéristiques techniques et le fonctionnement de ces technologies dans l'analyse juridique pour deux raisons. D'une part, compte tenu des différences importantes de fonctionnement entre les technologies, il convient d'adopter une approche plus ciblée. D'autre part, le législateur national a pris l'habitude d'opérer une distinction, et ce à de nombreuses reprises, entre les technologies de stockage d'électricité.

Le choix de l'objet d'étude implique qu'elle ne porte que sur les personnes ou structures exploitant des installations de stockage d'électricité, qui restituent l'électricité au réseau. Pour des raisons de clarté analytique, l'étude s'intéresse principalement aux opérateurs de stockage qui ont pour activité principale la production d'électricité ou le stockage d'électricité, aux gestionnaires de réseaux qui exploitent des installations de stockage d'électricité dans les conditions prévues par la directive 2019/944 et aux propriétaires de véhicule électrique qui sont susceptibles de restituer l'électricité de la batterie du véhicule au réseau. Y sont donc exclus les consommateurs exploitant des installations de stockage d'électricité sans restitution de l'électricité sur le réseau électrique, tels que les consommateurs industriels exploitant de telles installations ou la recharge des véhicules électriques unidirectionnelle. Toutefois, il a été décidé de faire une exception en intégrant dans l'étude les autoconsommateurs exploitant un dispositif de stockage d'électricité, eu égard à l'importance que peut représenter le stockage pour les opérations d'autoconsommation, tant pour les consommateurs que pour le réseau.

L'étude s'est appuyée sur les sources de droit en vigueur. Le quatrième « paquet » énergie¹³⁸ et ses mesures de transposition constituent la principale source d'analyse. Pour comprendre les enjeux juridiques auxquels est confrontée l'activité de stockage d'électricité, il est nécessaire de procéder à une rétrospective de l'évolution des règles de droit, mais également à une mise en perspective des différents textes en cours de négociation à la rédaction de ces

¹³⁸ Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 1–21) ; Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 22–53) ; Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 54–124) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/Union européenne (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 125–199) ; Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (*JOUE*, n° L 328, 21 décembre 2018, p. 82–209) ; Directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique (*JOUE*, n° L 156, 19 juin 2018, p. 75–91) ; Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique (*JOUE*, n° L 328, 21 décembre 2018, p. 210–230) ; Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (*JOUE*, n° L 328, 21 décembre 2018, p. 1–77).

lignes¹³⁹. Si cette étude n'est pas une étude de droit comparé, elle fait référence, lorsqu'il est utile de le faire, à des éléments de droit comparé, essentiellement avec d'autres États membres de l'Union européenne.

Par ailleurs, l'étude ne prétend pas mener une analyse multisectorielle profonde. Si le stockage d'électricité se retrouve au centre de plusieurs disciplines juridiques¹⁴⁰, il a été choisi d'aborder le stockage principalement sous le prisme du droit de l'énergie¹⁴¹, lequel s'entend ici comme le droit qui régit les différentes étapes de la chaîne de l'électricité, de la production jusqu'à la consommation finale de l'électricité, y compris la vente d'électricité sur les marchés.

Plusieurs liaisons avec le droit fiscal notamment, et, dans une moindre mesure, le droit de propriété des personnes publiques, le droit de l'environnement, le droit des aides d'État et le droit de l'urbanisme, sont faites.

22. Eu égard à la spécificité du stockage d'électricité, le recours au dialogue entre les disciplines est indispensable. Si le droit de l'Union européenne et le droit français forment la colonne vertébrale de cette étude, il est porté une attention particulière aux disciplines qui gravitent autour du sujet, tel que les sciences de l'ingénieur, les sciences économiques, politiques et financières. Bien que l'on puisse critiquer cette méthode, il nous a semblé essentiel, si ce n'est indispensable, de l'adopter pour assurer une compréhension approfondie de l'étude. Cette recherche interdisciplinaire a été complétée par des entretiens avec des praticiens spécialisés dans le stockage d'électricité, le fonctionnement, la gestion et la tarification des réseaux, ainsi que les marchés de l'électricité, enrichissant la réflexion tout au long de la recherche. Ces entretiens ont permis de valider ou de remettre en question certaines hypothèses, de les confronter à la réalité pratique, tout en gardant à l'esprit l'importance de préserver l'indépendance de la recherche par rapport aux informations recueillies au cours de ces échanges.

23. La présente étude reste à ce jour inédite. L'intérêt pour ce sujet est relativement récent et les dispositions législatives à l'égard du stockage en témoignent. Longtemps reclus dans le domaine des sciences économiques et de l'ingénieur, le thème a longtemps été traité

¹³⁹ V., notamment, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, European Commission, 14 July 2021, COM(2021) 557 final ; Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 ainsi que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union, Commission européenne, 14 mars 2023, COM(2023) 148 final ; Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final ; Loi prévue à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie.

¹⁴⁰ Notamment le droit de l'environnement ou encore le droit de l'urbanisme.

¹⁴¹ V., en ce sens, LAMOUREUX (M.), *Droit de l'énergie*, LGDJ, 2e édition, 13 septembre 2022, *op. cit.*, paragraphes 9 et s., pp. 19-23 ; BOITEAU (C.) et TERNEYRE (P.), « Existe-t-il un droit de l'énergie ? », *RFDA* 3, 2017, pp. 517-524.

avec distance par le droit. Mais ces dernières années, le stockage d'électricité a fait une entrée accélérée sur la scène juridique, sous l'impulsion du droit de l'Union, ce qui a été source de difficultés dans la rédaction de l'étude eu égard à une évolution extrêmement « agitée ». L'étude du sujet a également été contrainte par l'absence de thèses de droit sur le stockage d'électricité. À notre connaissance, il s'agit de la première thèse de droit entièrement consacrée à ce sujet, tant en France qu'en Europe. L'étude a, au demeurant, été aussi contrainte par la quasi-absence de doctrine relative au stockage d'électricité. L'analyse a donc imposé de dépouiller un nombre considérable de travaux scientifiques pour comprendre l'ensemble des enjeux du stockage d'électricité. L'analyse croisée avec d'autres typologies de stockages d'énergies, comme le gaz naturel, a rapidement avorté, en raison des différences substantielles entre ces deux énergies. Aussi, la présente étude est une étude originale parce qu'il s'agit de proposer des solutions réalistes pour encourager le développement du stockage d'électricité, essentiel à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Les mesures envisagées dans l'étude constituent donc une réponse au besoin de régulation exprimé par les différents acteurs de la vie économique.

24. À la lumière de l'ensemble de ces remarques, il est dès lors possible de formuler la problématique et d'annoncer le plan de recherche.

25. Malgré les évolutions législatives significatives à l'égard du stockage d'électricité, des insuffisances continuent d'être relevées.

D'abord, le stockage d'électricité connaît un certain degré de confusion. La délimitation du concept demeure malaisée. Tel *Janus*, le stockage d'électricité, à défaut de définition légale, a longtemps eu deux « visages », l'un se tournant vers la consommation, l'autre vers la production d'électricité. Cela a conduit les autorités publiques et les acteurs du système électrique à appréhender le stockage d'électricité comme une « simple » combinaison de la production et de la consommation d'électricité au détriment du stockage en lui-même. Cette assimilation se confortait d'ailleurs dans une législation qui s'est construite autour d'une architecture « traditionnelle » du système électrique, centrée sur la production, la consommation et les réseaux. Malgré la reconnaissance légale du stockage d'électricité en 2019, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires se limitent encore ce jour à la simple production et consommation d'électricité, sans mention explicite du stockage, alors même qu'elles sont susceptibles de s'appliquer au stockage d'électricité. Cette approche laisse supposer que toutes les dispositions législatives et réglementaires relatives à la production et à la consommation s'appliquent au stockage, sauf impossibilité matérielle. La lecture actuelle est critiquable à bien des égards, car elle engendre des interprétations divergentes, voire hasardeuses, et risque de créer une insécurité juridique significative pour les opérateurs de stockage. À cela s'ajoute l'absence totale de reconnaissance du statut de l'opérateur de stockage d'électricité, ce qui soulève des questions quant à son assimilation aux autres acteurs du système électrique.

Dans ce paysage, certains acteurs du système électrique se sont comportés comme de vrais « bâtisseurs » d'un environnement adapté au stockage d'électricité. C'est notamment le cas des gestionnaires de réseaux publics d'électricité. En plus d'utiliser le stockage d'électricité en lieu et place du renforcement des réseaux, les gestionnaires de réseaux ont, ces dernières années, ajusté les procédures et offres de raccordement aux spécificités du stockage d'électricité. C'est également le cas des opérateurs de marché, c'est-à-dire les bourses de l'électricité, qui ont su adapter les produits échangés sur la bourse aux spécificités du stockage d'électricité.

Malgré cela, plusieurs obstacles persistent, tant à l'égard des signaux économiques que politiques. Le modèle économique du stockage d'électricité dépend de nombreux facteurs, en premier lieu de la différence de prix de l'électricité sur les marchés, mais aussi de la possibilité de participer à la fois à plusieurs de ces marchés. Si ces dernières années les règles de marché ont considérablement évolué pour prendre en compte les spécificités du stockage d'électricité, ces règles peuvent encore évoluer et encourager la participation du stockage d'électricité. Le modèle économique du stockage dépend également des coûts « annexes ». En plus du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité qui est jugé inadapté par de nombreuses parties prenantes, la taxe sur l'électricité est perçue comme l'un des principaux freins au déploiement du stockage d'électricité. Lorsque l'électricité est stockée et réinjectée dans le réseau, cela peut conduire à une situation où la consommation finale d'électricité est effectivement taxée deux fois, une première fois lorsque l'électricité est soutirée du réseau par le dispositif de stockage, puis une seconde fois lorsqu'elle est soutirée par le consommateur final. Si cette situation, qui « nuit à la viabilité du modèle économique¹⁴² » du stockage, est en voie d'évolution, les incertitudes demeurent fortes quant à l'aboutissement d'une modification des règles en vigueur.

Dès lors, afin de stimuler le développement du stockage d'électricité et de dépasser, du moins partiellement, les éventuelles difficultés auxquelles les opérateurs de stockage peuvent être confrontés, les pouvoirs publics peuvent agir sur un autre front, celui du soutien public. Toutefois, si dans un avenir proche, l'État entend développer le soutien public à l'égard du stockage d'électricité, force est de constater qu'aucun soutien n'a encore été déployé en France, que ce soit pour les industriels ou les particuliers.

26. Pourtant, et la Commission européenne le rappelle, le déploiement de la production d'électricité renouvelable intermittente et variable ne peut atteindre « *son plein potentiel*¹⁴³ » sans le déploiement de nouvelles capacités de stockage d'électricité. La perspective principale de l'étude est donc de proposer un cadre juridique adapté au bon développement du stockage d'électricité, en suggérant les évolutions, lorsque nécessaire, en

¹⁴² HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., "Study on Energy Storage", Energy Transition Expertise Centre, (EnTEC), Prepared for European Commission, March 2023, 278 p., point 4.4.1., p. 135.

¹⁴³ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 2.

vue de dépasser les problèmes structurels et fonctionnels que cette analyse aura mis au jour, dans l'optique d'un développement effectif du stockage d'électricité en France et en Europe.

27. L'approche générale retenue suit un cheminement en deux temps. Pour que le stockage d'électricité puisse devenir un des piliers du système électrique de demain, le concept doit avant tout être précisé. Une fois cette analyse juridique effectuée, le stockage d'électricité, en tant qu'élément du système électrique, doit, pour jouer pleinement son rôle, être intégré aux réseaux. Il s'agit donc, dans un premier temps, d'insérer le stockage d'électricité dans le système électrique (**Partie 1**). Cette première partie, malgré sa complexité, demeure incontournable. Ce n'est qu'après avoir intégré le stockage d'électricité dans le système électrique que l'on peut prétendre à en favoriser le développement. Cela implique de mettre en place des mesures incitatives et des politiques favorables pour encourager le déploiement du stockage d'électricité à grande échelle. Il s'agit donc, dans un second temps, de favoriser le développement du stockage d'électricité dans le système électrique (**Partie 2**). Cette deuxième partie vise à créer un environnement juridique favorable au développement de cette flexibilité essentielle à la transition énergétique.

PARTIE 1

INSÉRER LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

28. Pendant longtemps, le droit a montré peu d'intérêt au stockage d'électricité et les autorités publiques n'ont pas été préoccupées par le désordre conceptuel qui l'entourait. Cette situation peut s'expliquer principalement par le manque de maturité ainsi que l'absence d'objectifs de développement associés à cette technologie. La prise en compte du stockage d'électricité en droit fût donc particulièrement précaire jusqu'à la fin des années 2010.

29. Le quatrième « paquet » énergie, adopté en 2019, a marqué une rupture importante et a opéré de profonds changements, en reconnaissant pleinement le stockage d'électricité et en l'intégrant aux règles du marché intérieur de l'électricité.

30. Malgré les progrès législatifs réalisés, tant en droit de l'Union qu'en droit national, la législation demeure perfectible sur le plan conceptuel. Le stockage d'électricité est insuffisamment défini, ce qui a pour effet de conduire à des interprétations divergentes susceptibles de nuire à l'intégration du stockage dans le système électrique.

31. Une autre source de complexité réside dans l'intégration du stockage d'électricité aux réseaux électriques. Les opérateurs de stockage, en tant qu'utilisateurs du réseau, doivent se connecter aux réseaux pour fournir leurs services. Or, en plus de l'absence d'une réglementation spécifique pour le raccordement des installations de stockage d'électricité aux réseaux, la législation régissant l'utilisation du stockage par les gestionnaires de réseaux soulève plusieurs pierres d'achoppement non résolues à ce jour.

32. Ces premiers éléments confirment ainsi l'intérêt de cette première partie qui s'attachera à proposer un régime adapté en fonction des évolutions possibles de cet état du droit. Il sera donc question, dans un premier temps, de renforcer l'identification du stockage d'électricité (**Titre 1**). Ce n'est qu'après l'avoir correctement identifié que l'on peut prétendre à favoriser son intégration au réseau électrique. Il s'agit donc, dans un deuxième temps, de parfaire l'intégration du stockage d'électricité dans les réseaux (**Titre 2**).

TITRE 1

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À IDENTIFIER

33. Dans le contexte du développement de la production d'électricité renouvelable, la flexibilité devient un enjeu stratégique pour le système électrique pour optimiser la production et la consommation d'électricité¹⁴⁴.

34. En droit, la notion de « flexibilité » n'est pas définie ce qui concoure à entretenir l'incertitude autour de cette notion pourtant de plus en plus présente dans le lexique juridique¹⁴⁵. Parfois qualifiée de « *fourre-tout*¹⁴⁶ », la notion de « flexibilité » a été définie ces dernières années par les instances publiques de manière plus ou moins générique. Pour la Commission européenne, la flexibilité est la « *capacité*¹⁴⁷ » du système électrique « *à s'adapter aux besoins changeants du réseau et la capacité à gérer la variabilité et l'incertitude de la demande et de l'offre sur toutes les échelles de temps pertinentes*¹⁴⁸ ». Cette définition est identique à celle proposée par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie¹⁴⁹ (« ACER »). L'Agence internationale de l'énergie (« AIE ») donne une définition plus précise, en considérant que la « flexibilité » est « *la capacité d'un système électrique à gérer de manière fiable et rentable la variabilité et l'incertitude de la demande et de l'offre sur toutes les échelles de temps pertinentes, depuis la garantie de la stabilité instantanée du système électrique jusqu'au soutien de la sécurité d'approvisionnement à long terme.*¹⁵⁰ ». Au niveau national¹⁵¹, on peut citer la définition donnée par la Commission de régulation de l'énergie qui, de manière suffisamment

¹⁴⁴ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, pp. 285-391.

¹⁴⁵ A date, en droit français, l'occurrence « flexibilité » figure à une douzaine de reprises dans la partie législative du code de l'énergie, contre quatre au 31 décembre 2015 (lecture du code le 14 juillet 2023). En droit de l'Union, les occurrences « flexibilité » et « flexible » apparaissent vingt-et-une fois dans la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, alors qu'elles sont absentes de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (*JOUE*, n° L 211 du 14 août 2009).

¹⁴⁶ Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1., p. 242.

¹⁴⁷ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 5 (traduit par l'auteur).

¹⁴⁸ *Ibid.*

¹⁴⁹ V., en ce sens, ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, ACER, April 2022, 78 p., point 4.1., p. 30 (traduit par l'auteur).

¹⁵⁰ China Power System Transformation – Assessing the benefit of optimized operations and advanced flexibility options, IEA, February 2019, 196 p., p. 8 (traduit par l'auteur). V., aussi, Status of Power System Transformation 2019 - Power system flexibility, IEA, May 2019, 28 p., p. 2.

¹⁵¹ V., aussi, Décret n° 2016-704 du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité (*JORF*, n° 0125 du 31 mai 2016), Notice.

claire, considère la « flexibilité » comme étant « *la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à modifier sa courbe d'injection ou de soutirage à la suite d'une sollicitation.*¹⁵² ». Le sens attribué à la notion de flexibilité par la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») servira de référence pour définir la notion de flexibilité dans notre étude. Ainsi, dans le corps de l'étude, la référence à la notion de « *flexibilité* » fera référence à « *la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à modifier sa courbe d'injection ou de soutirage à la suite d'une sollicitation*¹⁵³ ». Les moyens de production, de consommation et de stockage sont donc appelés « moyens de flexibilité ».

35. Il existe plusieurs moyens de flexibilité tant du côté de l'offre que de la demande. La présentation de cet éventail de moyens de flexibilité, en excluant délibérément les aspects juridiques, est un prérequis nécessaire pour l'appréhension de l'étude (**Chapitre 1**). Avant d'entamer une analyse juridique approfondie des défis liés au stockage de l'électricité, il est en effet primordial de dresser un panorama exhaustif de ces différents moyens de flexibilité. En explorant en détail les aspects techniques liés aux moyens de flexibilité, nous serons en mesure de mieux comprendre l'environnement dans lequel s'inscrit le stockage d'électricité, mais aussi d'identifier les défis auxquels il est confronté, et d'élaborer des solutions juridiques pour les dépasser.

36. Le recensement des différents moyens de flexibilité fait rapidement apparaître le stockage d'électricité comme le moyen de flexibilité privilégié pour le système électrique de demain. Les différentes technologies de stockage permettent d'optimiser la production d'électricité, de renforcer la sécurité d'approvisionnement, de renforcer les réseaux et d'optimiser les opérations d'autoconsommation.

37. Soucieux d'encadrer l'activité de stockage d'électricité pour parvenir aux objectifs du quatrième « paquet » énergie, qui renforce les objectifs en matière d'énergies renouvelables, le législateur européen a introduit de nouvelles définitions dans la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, dont la transposition en droit interne a été assurée par une ordonnance du 3 mars 2021¹⁵⁴. Bien que ces apports aient permis de clarifier cet objet, l'identification juridique du stockage d'électricité demeure lacunaire (**Chapitre 2**).

¹⁵² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2022 portant avis sur le projet de décret fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité, N° 2022-105, 25 avril 2022, point 1.1., p. 2.

¹⁵³ *Ibid.*

¹⁵⁴ Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

CHAPITRE 1

L'ÉVENTAIL DES MOYENS DE FLEXIBILITÉ

38. Une fois produite, l'électricité doit être directement consommée faute de moyens de stockage d'électricité à grande échelle. Cette contrainte, spécifique au système électrique, oblige, pour disposer d'un approvisionnement fiable et stable en électricité, de garantir un équilibre constant entre l'électricité injectée et l'électricité soutirée. Or, l'offre et la demande d'électricité varient beaucoup, ces fluctuations sont parfois difficiles à prévoir, ce qui signifie que des déséquilibres peuvent se produire. La demande d'électricité varie principalement en fonction de l'activité humaine, industrielle, mais également des conditions météorologiques. L'offre fluctue en fonction de la disponibilité des installations de production, du niveau de consommation et des importations d'électricité des pays interconnectés à la France. D'autres facteurs peuvent également entraîner des inadéquations entre l'offre et la demande, telles que des contraintes de réseau.

39. Pour parvenir à l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050, les systèmes électriques devront accueillir davantage d'électricité renouvelable. Parmi les moyens de production d'électricité privilégiés figurent les éoliennes et les panneaux photovoltaïques. Ces moyens de production sont, contrairement aux centrales conventionnelles, dépendants des conditions météorologiques. À cela s'ajoutent les difficultés liées aux déséquilibres du côté de la demande, qui seront de plus en plus importants en raison des transferts d'usage vers l'électricité. Pour compenser ces déséquilibres éventuels, le développement de nouveaux moyens de flexibilité devient sans conteste une priorité.

40. Aujourd'hui, la majeure partie de la flexibilité requise pour maintenir la fiabilité et la stabilité du système électrique est fournie par les moyens de production d'électricité¹⁵⁵ et, de manière subsidiaire, par les interconnexions, les réseaux et la modulation de la demande. Selon les conclusions du *World Outlook Energy* de l'édition 2022, rendues par l'Agence internationale de l'énergie, les besoins en capacité de flexibilité vont quadrupler d'ici 2050¹⁵⁶, ouvrant de nouvelles perspectives pour le développement des nouveaux moyens de flexibilité. En France, l'étude *Futurs énergétique 2050* de RTE estime, en fonction des scénarios, qui couvrent un large éventail de configurations¹⁵⁷, un besoin en flexibilité de l'ordre de 28 à 68 GW d'ici 2050, pour garantir la fiabilité et la sécurité du système électrique français.

¹⁵⁵ Status of Power System Transformation 2019 - Power system flexibility, IEA, May 2019, *op. cit.*, p. 2.

¹⁵⁶ V., en ce sens, World Energy Outlook 2022, IEA, *op. cit.*, p. 182.

¹⁵⁷ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2, pp. 206-211.

41. Pour plusieurs raisons, le stockage d'électricité figure parmi les flexibilités à développer massivement pour répondre à ces besoins¹⁵⁸. Pour la Commission européenne, le stockage d'électricité « *est essentiel pour fournir la flexibilité, la stabilité et la fiabilité nécessaires*¹⁵⁹ » au système électrique, parce qu'il permet notamment de soutenir et d'optimiser la production d'électricité renouvelable, notamment en fonction des circonstances du réseau et du marché. Il permet surtout de fournir une capacité de pointe et des services d'équilibrage au réseau et de réduire les prix de l'électricité en lissant les fluctuations de production dans le temps pour faire correspondre la production à la demande¹⁶⁰.

42. Après une analyse technique succincte des différents moyens de flexibilité hors stockage (**Section 1**), l'étude s'intéressera plus en détail au stockage d'électricité, qui est aujourd'hui considéré comme le moyen de flexibilité privilégié pour parvenir à une transition énergétique réussie (**Section 2**).

43. La dimension non juridique de ce chapitre, ancrée dans les domaines des sciences économiques et de l'ingénieur, se justifie par la nécessité de saisir le contexte dans lequel se développe le stockage d'électricité, tout en prenant en compte les diverses alternatives de flexibilité. Cette démarche analytique revêt une importance cruciale pour une vision globale de l'étude.

¹⁵⁸ V., en ce sens, World Energy Outlook 2022, IEA, p. 182 ; Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 6 ; Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1.5., pp. 302-303.

¹⁵⁹ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 6 (traduit par l'auteur).

¹⁶⁰ V., en ce sens, *Ibid.*, pp. 7-8. V., également, GASPARELLA (A.), KOOLEN (D.), ZUCKERPP (A.), The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, European Commission, 2023, JRC134300., 9 p., pp. 7-8.

SECTION 1. – LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ HORS STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

44. Le système électrique doit gagner en souplesse pour parvenir aux objectifs ambitieux que s'est fixés la France en matière d'énergies renouvelables. Il n'existe pas, à ce jour, un unique moyen de flexibilité qui puisse répondre à l'ensemble des besoins du système électrique. Dès lors, chaque moyen de flexibilité est essentiel pour assurer la fiabilité et la stabilité de ce système.

45. Abstraction faite du stockage d'électricité, les principaux moyens de flexibilité sont aujourd'hui les moyens de production d'électricité (§1), les réseaux (§2), y compris les interconnexions, et dans une moindre mesure, la modulation de la demande (§3).

§1. – Les moyens de flexibilité articulés aux moyens de production d'électricité

46. En France, la production nette d'électricité s'élevait à 455 TWh en 2022¹⁶¹. Avec une capacité installée de 61,4 GW, le parc nucléaire représente 61% de la production totale française en 2022¹⁶². Il s'agit donc de la première source de production d'électricité. Les centrales nucléaires fournissent un approvisionnement électrique « en base », c'est-à-dire en continu tout au long de l'année, complété de la production renouvelable fatale¹⁶³, en particulier éolienne et solaire, qui représente respectivement 12% et 6% de la production d'électricité totale en 2022¹⁶⁴. Lorsque la production « en base » n'assure pas la demande, le système électrique a recours aux moyens de production dits « en semi-pointe », relativement flexibles. Il s'agit en particulier de la production hydraulique qui représente 14% de la production d'électricité totale¹⁶⁵. Lorsqu'elle ne suffit pas, elle peut être complétée par des moyens de production dits « de pointe », très flexibles. Il s'agit de la production d'électricité thermique fossile, qui représente 7% de la production d'électricité totale¹⁶⁶.

47. En somme, les moyens de production susceptibles de faire varier leur niveau de production pour s'ajuster à la consommation d'électricité résiduelle sont donc principalement les centrales thermiques fonctionnant aux énergies fossiles (A), les moyens de production d'électricité renouvelable (B), et dans une moindre mesure, les centrales nucléaires (C).

A. Les moyens de production à partir d'énergie fossile

48. En France métropolitaine, la puissance installée du parc thermique à combustible fossile s'établit à 17,98 GW¹⁶⁷ au 1^{er} janvier 2022, ce qui représente 7% de la production d'électricité totale. Le parc thermique à combustible fossile est essentiellement composé de centrales à cycle combiné gaz¹⁶⁸, de centrales à charbon, d'installations fonctionnant au fioul et au diesel, des installations de cogénérations fonctionnant au gaz naturel¹⁶⁹, ainsi que plus récemment, au bioliquide et à la biomasse solide.

¹⁶¹ V., en ce sens, Chiffres clés de l'énergie, Datalab, Ministère de la transition énergétique, Edition 2023, Septembre 2023, 88 p., p. 66.

¹⁶² *Ibid.*

¹⁶³ Production incontrôlée, qui plus est intermittente et variable.

¹⁶⁴ V., en ce sens, Chiffres clés de l'énergie, Datalab, Ministère de la transition énergétique, 2023, *op. cit.*, p. 72 (hors pompage turbinage).

¹⁶⁵ *Ibid.*

¹⁶⁶ « Notre avenir énergétique se décide maintenant », *Dossier de concertation sur le mix énergétique*, Gouvernement, 20 octobre 2022, 210 p., Fiche thématique n°7, p. 131.

¹⁶⁷ *Ibid.*

¹⁶⁸ Centrale combinant une turbine à combustion utilisant le gaz et une turbine utilisant la vapeur produite par la chaleur dégagée par la combustion du gaz.

¹⁶⁹ Centrale qui permet la production combinée de chaleur et d'électricité.

49. Dans les territoires d’outre-mer, ces centrales sont souvent le moyen de production principal dans le mix de production¹⁷⁰. En revanche, en métropole, ces centrales sont principalement utilisées pour ajuster la production par rapport à la demande, par un fonctionnement en semi-base et en pointe. Elles ont effectivement une capacité flexible non négligeable pour le système électrique, dans la mesure où elles peuvent être mobilisées très rapidement¹⁷¹ pour maintenir la tension et la fréquence du système électrique¹⁷². À court et moyen terme, le parc thermique à combustible fossile est sans nul doute essentiel pour assurer la sécurité d’approvisionnement électrique¹⁷³.

50. Ces moyens de production, forts émetteurs de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques¹⁷⁴, sont difficilement compatibles avec l’objectif de neutralité carbone¹⁷⁵. Aujourd’hui, le fonctionnement des centrales thermiques est encadré au niveau européen par deux directives qui fixent des valeurs limites à ne pas dépasser et des objectifs à atteindre pour les concentrations d’émissions¹⁷⁶. L’exploitation des centrales les plus polluantes en France a été limitée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l’énergie et au climat¹⁷⁷, qui a instauré un plafond d’émissions de gaz à effet de serre pour les installations existantes (0,55 tonne d’équivalents dioxyde de carbone par MWh)¹⁷⁸. À l’avenir¹⁷⁹, les pouvoirs publics

¹⁷⁰ En 2016, la production d’électricité de la Martinique était assurée à plus de 90 % par une production d’électricité à énergie fossile, c’est 40 % pour la Corse, et 100% pour Saint-Pierre-et-Miquelon, *Transition énergétique dans les ZNI*, CRE, 4 février 2020.

¹⁷¹ 30 min à 1h pour une centrale à cycle combiné au gaz naturel.

¹⁷² V., en ce sens, *Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables: Flexibility portfolios (Mainstreaming RES)*, European Commission, 19 July 2017, 160 p., p. 27.

¹⁷³ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2, pp. 206-211.

¹⁷⁴ V., en ce sens, *Programmation pluriannuelle de l’énergie de 2019-2023 2024-2028*, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, p. 147.

¹⁷⁵ Sauf à développer activement le stockage de carbone.

¹⁷⁶ V., Directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (*JOUE*, n° L 334, 17 décembre 2010, p. 17–119) et Directive 2016/2284 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE (*JOUE*, L 344, 17 décembre 2016, p. 1–31).

¹⁷⁷ *JORF*, n°0261 du 9 novembre 2019.

¹⁷⁸ Les modalités de calcul des émissions pour l’atteinte du seuil, notamment la nature des combustibles comptabilisés ainsi que le plafond d’émissions, ont été définies par décret. V., Décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d’émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d’électricité à partir de combustibles fossiles (*JORF*, n° 0301 du 28 décembre 2019) et Décret n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 modifiant le plafond d’émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d’électricité à partir de combustibles fossiles pris en application de l’article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d’urgence pour la protection du pouvoir d’achat (*JORF*, n°0214 du 15 septembre 2022).

¹⁷⁹ Les pouvoirs publics se sont engagés en septembre 2023 à mettre fin à l’utilisation des centrales fonctionnant au charbon en 2027 (V., en ce sens, *Planification écologique : ce qu’il faut retenir*, Gouvernement, Site internet, Actualités, 26 septembre 2023).

français se sont engagés à interdire tout nouveau projet de centrale à gaz, ainsi que l'exploitation des centrales à charbon.

51. Il reste que ces moyens de production sont indispensables à la sécurité d'approvisionnement. Les analyses menées par RTE dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* montrent que ces moyens de production seront nécessaires dans cinq des six scénarios étudiés, à un niveau compris entre 5 et 29 GW¹⁸⁰. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique, tout en respectant les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, les pouvoirs publics entendent développer de nouvelles filières thermiques faiblement émettrices de gaz à effet de serre¹⁸¹.

B. Les moyens de production d'électricité renouvelable

52. Le mix de production électrique est composé d'une part de plus en plus importante de moyens de production d'électricité renouvelable¹⁸². Ces moyens de production utilisent plusieurs sources d'énergie « *dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement*¹⁸³ ». Il convient de distinguer notamment l'hydroélectricité, l'éolien terrestre et maritime, les panneaux photovoltaïques, les moyens de production d'électricité à partir de bioénergies, les moyens de production à partir d'énergies marines renouvelables ou encore la géothermie électrique. Parmi ces différents moyens de production d'électricité renouvelable, l'hydroélectricité (1) et, dans une moindre mesure, le recours à l'écêtement de la production d'électricité renouvelable (2), constituent des moyens de flexibilité décarbonés privilégiés.

1) Les centrales hydroélectriques

53. Plus d'un siècle après l'invention de la première turbine hydraulique par Benoît Fourneyron en 1827, l'hydroélectricité s'est développée en France durant les années 1940 avec l'aménagement du Rhône, puis de manière plus intensive dans le reste de la France entre 1950 et 1970¹⁸⁴.

¹⁸⁰ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2, pp. 206-211.

¹⁸¹ V., en ce sens, « Notre avenir énergétique se décide maintenant », *Dossier de concertation sur le mix énergétique*, Gouvernement, 20 octobre 2022, *op. cit.*, Fiche thématique n°7, p. 134.

¹⁸² En 2021, la production d'énergies renouvelables a représenté 345 TWh, soit 19% de la production totale d'énergie. Par rapport à 2021, la part du solaire dans la production totale d'électricité a augmenté de 4 TWh en 2022 et de 1 TWh pour l'éolien. V., en ce sens, *Bilan électrique 2022 – Principaux résultats*, RTE, Février 2023, 22 p., figure 3, p. 6.

¹⁸³ « Energies renouvelables », *Définitions*, Institut national de la statistique et des études économiques, 15 janvier 2021, Site internet.

¹⁸⁴ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 4, point 4.3.2., p. 172.

54. Aujourd'hui, l'hydroélectricité est la première source d'énergie renouvelable en France, avec un productible annuel qui varie chaque année en fonction des conditions hydrologiques¹⁸⁵ (≈ 60 TWh¹⁸⁶). Il existe environ 2 300 centrales de production d'électricité à partir d'énergie hydraulique, de toutes tailles et de puissance différente, représentant une capacité installée d'environ 26 GW¹⁸⁷. Parmi ces centrales, près de 400 d'entre elles sont placées sous le régime de la concession, représentant 90% du total de la puissance installée¹⁸⁸.

55. Plusieurs types d'ouvrages hydrauliques existent : les centrales gravitaires (centrales « au fil de l'eau » et éclusées), les réservoirs et les stations de pompage de transfert d'énergie par pompage « mixtes »¹⁸⁹.

56. Le potentiel de nouvelles installations reste difficile à mettre en place et passe essentiellement par une modernisation du parc historique. À court terme, la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028 propose une optimisation des aménagements existants qui devrait permettre une production supplémentaire de 3 à 4 TWh, avec une capacité de 1 200 MW d'ici 2028.

57. L'atout principal de l'hydroélectricité demeure la pilotabilité et la prédictibilité de la production. Ces moyens de production contribuent aujourd'hui à l'équilibre entre l'offre et la demande, notamment lors des périodes de tension sur le système électrique¹⁹⁰. En période de forte tension sur le réseau, ils peuvent représenter jusqu'à 20% de la puissance électrique sur le réseau¹⁹¹, ce qui fait de l'hydroélectricité un atout essentiel à la sécurité de l'approvisionnement électrique. En contribuant « *fortement à la flexibilité du système électrique*¹⁹² », ces moyens de production constituent ainsi « *un atout pour l'intégration des énergies renouvelables variables*¹⁹³ ».

2) L'écrêtement de la production d'électricité renouvelable

58. Lorsqu'elles produisent à leur pleine puissance, ce qui n'est le cas que quelques heures par an, les installations de production d'électricité renouvelable sont susceptibles

¹⁸⁵ ≈ 70 TWh en 1996, ≈ 50 TWh en 2011, ≈ 75 TW en 2013, ≈ 50 TWh en 2022. V., en ce sens, Bilan électrique 2022 – Principaux résultats, RTE, Février 2023, *op. cit.*, figure 9, p. 11.

¹⁸⁶ Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 4, point 4.3.2., p. 172.

¹⁸⁷ *Ibid.*

¹⁸⁸ Hydroélectricité, Ministère de la Transition écologique, Politiques publiques, 20 décembre 2019.

¹⁸⁹ V., en ce sens, SABLIERE (P.), Droit de l'énergie 2014/2015, Dalloz, *op. cit.*, point 440.22., p. 880.

¹⁹⁰ V., en ce sens, Proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Exposé des motifs, Sénat, N°389, 25 février 2021.

¹⁹¹ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 3.5.1., p. 114.

¹⁹² Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 4, point 4.3.2., p. 172.

¹⁹³ *Ibid.*

d'occasionner des congestions sur les réseaux. Lorsque les lignes électriques sont surchargées en énergie, elles atteignent leur capacité maximale et ne peuvent plus transporter d'électricité supplémentaire¹⁹⁴. Cette situation, communément appelée « congestion », est définie légalement à l'article 2, point 4), du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité comme « *une situation dans laquelle toutes les demandes d'échange d'énergie entre des portions de réseau formulées par des acteurs du marché ne peuvent pas toutes être satisfaites parce que cela affecterait de manière significative les flux physiques sur des éléments de réseau qui ne peuvent pas accueillir ces flux* ».

59. Le pilotage de la production d'électricité est une solution pour éviter le renforcement des lignes électriques dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année. Ce pilotage peut se faire au moyen du stockage d'électricité ou de l'écrêtement de la production d'électricité.

60. L'écrêtement de la production d'électricité renouvelable consiste à supprimer une partie du productible. Selon RTE, l'écrêtement « *permet d'accueillir une capacité de production plus importante à un coût moindre*¹⁹⁵ », dans la mesure où celui-ci « *reste très inférieur à [une] augmentation de la capacité de transit à hauteur de la puissance maximale installée*.¹⁹⁶ ». Pour la collectivité, cette solution demeure pertinente « *tant que la valeur de l'énergie "perdue" [...] est inférieure au coût de développement du réseau*¹⁹⁷ ».

61. Bien que l'écrêtement puisse sembler intéressant, le règlement 2019/943 exige que l'on ait recours à l'écrêtement le moins possible¹⁹⁸. À cet égard, le contrat de service public entre l'État et RTE du 29 mars 2022 impose à RTE de « *limiter les écrêtements liés au dimensionnement du réseau de transport de l'électricité à 0,3 % du volume annuel de production renouvelable, en moyenne nationale*.¹⁹⁹ »

C. Les moyens de production à partir d'énergie nucléaire

62. Le mix de production électrique français se caractérise par une part importante de production d'origine nucléaire. En 2023, le parc nucléaire français est constitué de 56 réacteurs électronucléaires répartis sur 18 centrales différentes pour une puissance installée

¹⁹⁴ STRAUB (C.), *Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques*, Thèse, Université Paris-Saclay, 2021, 139 p., 1.1.3, p. 16.

¹⁹⁵ Schéma décennal de développement du réseau, Edition 2019, RTE, 30 décembre 2019, 462 p., p. 82.

¹⁹⁶ *Ibid.*

¹⁹⁷ *Ibid.*

¹⁹⁸ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 13.

¹⁹⁹ Contrat de service public entre l'État et RTE, Paris, 29 mars 2022, 40 p., p. 10.

d'environ 60 GWe²⁰⁰. Le parc se décompose en trois paliers suivant la puissance des réacteurs : 32 réacteurs de 900 MWe, 20 réacteurs de 1300 MWe et 4 réacteurs de 1450 MWe. Lors du discours de Belfort, le 10 février 2022, sur la politique énergétique, le Président de la République a annoncé la construction de six nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR²⁰¹.

63. En plus d'assurer les besoins « en base », c'est-à-dire de manière continue toute l'année, les centrales nucléaires peuvent fournir une certaine flexibilité au système électrique. Contrairement à d'autres États, les réacteurs nucléaires français ont été conçus pour fonctionner en régime flexible²⁰², leur permettant ainsi de s'adapter aux fluctuations de la demande d'électricité grâce à ce qu'on appelle le « suivi de charge ». Cette méthode autorise le réacteur nucléaire à ajuster sa production d'électricité en fonction des variations de la demande²⁰³. Des variations de la puissance nominale importantes sont alors possibles²⁰⁴. EDF précise, à ce titre, qu'en trente minutes, « *un réacteur de 1300 MW peut [...] augmenter sa production de 900 MW ou la réduire d'autant*²⁰⁵ ».

64. Avec le développement de la production renouvelable fatale à caractère intermittent et variable, les réacteurs nucléaires sont de plus en plus contraints à s'adapter aux variations de production²⁰⁶ dans des délais de plus en plus courts²⁰⁷. Bien que les réacteurs puissent s'ajuster à ces variations jusqu'à un certain point, au-delà d'un certain niveau d'intégration des énergies renouvelables, les propriétés techniques et économiques nécessaires pour assurer le suivi de charge du nucléaire ne peuvent plus satisfaire les besoins en flexibilité²⁰⁸. Selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (« IAEA »), qui a publié en

²⁰⁰ En 2019, l'énergie produite nette issue de l'uranium représentait 379,5 TWh, soit 67,1% de la part de la production totale (Bilan électrique 2020, RTE, Mars 2021).

²⁰¹ « Reprendre en main notre destin énergétique ! », Discours du Président de la République Française, Belfort, 10 février 2022. V., en ce sens, Travaux relatifs au nouveau nucléaire, PPE 2019-2028, Rapport, Gouvernement, Février 2022, 73 p.

²⁰² Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Assemblée nationale, 30 mars 2023, n° 1028, Tome I, p. 131.

²⁰³ « Fonctionnement en suivi de charge », *FranceTerme*, Ministère de la culture, 21 décembre 2013.

²⁰⁴ SCHELLENBERGER (R.), ARMAND (A.), Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Assemblée nationale, 30 mars 2023, *op. cit.*, encadré n°13, p. 132.

²⁰⁵ *Une production nucléaire plus flexible, au service du développement des énergies renouvelables, 50 solutions pour le climat*, EDF, Communiqué de presse, Novembre 2015, 3 p., p. 1.

²⁰⁶ *Ibid.*

²⁰⁷ V., en ce sens, « Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », *Développement de l'énergie nucléaire*, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence pour l'Énergie Nucléaire, 2012, 15 p., p. 6 ; LE BILLON (V.), *L'électricien fait de plus en plus varier sa production nucléaire*, *Les Echos*, 19 février 2016.

²⁰⁸ CANY (C.), *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*, Thèse, Université Paris-Saclay, 2017, 343 p., p. 322. V., aussi, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, *op. cit.*, p. 195.

2018 une étude sur la flexibilité des centrales nucléaires²⁰⁹, les variations de la puissance délivrée entraînent des conséquences délétères sur le fonctionnement des réacteurs (augmentation du risque de défaillances, corrosion et érosion, usure des composants, etc.²¹⁰).

§2. – Les moyens de flexibilité fondés sur les réseaux

65. Hormis le fait que les réseaux permettent d’acheminer l’électricité produite jusqu’aux consommateurs finals, ils permettent de garantir la qualité ainsi que la continuité de la fourniture de l’électricité. À côté des réseaux électriques nationaux qui sont un moyen de flexibilité à part entière (A), les interconnexions, qui permettent d’échanger de l’électricité avec d’autres pays, peuvent être également considérées comme des solutions de flexibilité (B).

A. Les réseaux électriques

66. Le réseau électrique, qui est constitué d’une multitude de composants techniques, permet d’acheminer l’électricité des centrales de production jusqu’aux consommateurs finaux. Ce réseau est structuré en plusieurs niveaux de tension et peut être délimité par deux grands domaines : le réseau de transport et les réseaux de distribution.

67. Le réseau de transport d’électricité, géré par RTE, est constitué de toutes les lignes électriques exploitées à une tension supérieure à 50 000 volts (V) sur le territoire métropolitain continental et comprend plus de 100 000 km de ligne à haute et très haute tension, ainsi que 2 700 postes électriques²¹¹. Le réseau de transport dessert les grands consommateurs d’électricité et les réseaux publics de distribution d’électricité. Ces derniers, qui acheminent l’électricité jusqu’aux consommateurs d’électricité finals, sont constitués d’ouvrages de moyenne et basse tension, entre 20 kV et 230 V. Le gestionnaire du réseau public d’électricité Enedis couvre 95 % du territoire métropolitain et exploite 1,4 million de kilomètres (« km ») de lignes, avec environ 780 000 postes de distribution et 2 300 postes sources²¹². Pour le reste du territoire métropolitain continental, la distribution d’électricité est gérée par les entreprises locales de distribution (« ELD »).

²⁰⁹ “Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation”, IAEA, Vienna, 2018, 173 p.

²¹⁰ V., en ce sens, SCHELLENBERGER (R.), ARMAND (A.), Rapport fait au nom de la commission d’enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d’indépendance énergétique de la France, Assemblée nationale, 30 mars 2023, *op. cit.*, pp. 133-134.

²¹¹ Programmation pluriannuelle de l’énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.6.4., p. 217.

²¹² *Ibid.*

68. Les réseaux électriques constituent un maillon essentiel à la flexibilité du système électrique. Les réseaux permettent effectivement de répartir les flux de manière optimale.

69. Le développement de la production d'électricité renouvelable et des nouveaux usages, y compris le développement des véhicules électriques, contraint les réseaux électriques à se moderniser. Cette modernisation passe par le développement des réseaux dits « intelligents », communément connu sous le terme anglo-saxon « *Smart Grids* ». La Commission de régulation de l'énergie définit le réseau intelligent comme : « *un réseau d'énergie qui intègre des technologies de l'information et de la communication, ce qui concourt à une amélioration de son exploitation et au développement de nouveaux usages tels que l'autoconsommation, le véhicule électrique ou le stockage*²¹³ ». De manière générale, les réseaux intelligents favorisent l'adaptation du réseau au développement des énergies renouvelables²¹⁴. Ils permettent aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité d'utiliser les infrastructures au maximum de leur capacité et d'optimiser les investissements, de commander à distance les réseaux et de maximiser les flux pour réduire les pertes de réseaux qui représentent 8% de la consommation totale d'électricité²¹⁵. Pour cela, des solutions logicielles et de télécommunications, telles que des capteurs, des équipements téléopérables et de communication²¹⁶, permettent aux gestionnaires de réseau de connaître en temps réel l'état du réseau qu'il exploite et « *d'agir à distance sur les différentes parties du réseau, d'une manière économiquement efficace*²¹⁷ ».

70. Ces réseaux intelligents deviennent des moyens de flexibilité en soi. Leur importance a été clairement soulignée depuis le début des années 2000. En 2005, la Commission européenne a initié une plateforme technologique européenne dans ce domaine²¹⁸ et publié en 2006 une feuille de route pour promouvoir le développement des réseaux intelligents²¹⁹. Le développement des réseaux intelligents en France s'est structuré principalement autour de la mise en œuvre du plan « réseaux électriques intelligents » publié en 2014 dans le cadre de la

²¹³ « Introduction aux Smart Grids », *Smartgrids*, CRE, Site internet (s.d.).

²¹⁴ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.6.4., pp. 225-228 ; « Valorisation économique des Smart Grids : Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution », ENEDIS et ADEeF, 2017, 88 p.

²¹⁵ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.6.4., p. 225.

²¹⁶ V., en ce sens, « Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement et au développement des infrastructures », in *Programmation pluriannuelle de l'énergie*, Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2016, point 2.1.3.3., p. 32.

²¹⁷ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.6.4., p. 225.

²¹⁸ *European Technology Platform for Electricity Networks of the Future*.

²¹⁹ « European SmartGrids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future », European Commission, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, 2006, 40 p.

Nouvelle France Industrielle²²⁰ et d'un programme d'investissements d'avenir « Systèmes électriques intelligents » géré par l'ADEME depuis 2010²²¹.

71. Depuis, de nombreux démonstrateurs ont été développés en France pour tester et démontrer la pertinence et la viabilité économique des innovations. En mai 2022, la Commission de régulation de l'énergie a publié un retour d'expériences des démonstrateurs de réseaux intelligents, dans lequel elle analyse notamment les retours d'expérience des démonstrateurs visant entre autres à faciliter l'essor de la mobilité électrique, à proposer de nouveaux services aux consommateurs, ou encore à optimiser la planification, l'exploitation et la maintenance des réseaux²²².

B. Les interconnexions

72. Paradoxalement, la première ligne électrique transfrontalière fût créée en 1906²²³, alors même que la constitution du réseau national français le fût en 1946²²⁴. Pour renforcer l'intégration européenne dans tous les secteurs de l'économie et en particulier l'énergie, la résolution de Messine, qui s'est tenue en juin 1955, incita les États membres à développer les interconnexions électriques de façon à « *augmenter la rentabilité des investissements et à réduire le coût [de la fourniture d'électricité]*²²⁵ ». Progressivement, ces interconnexions ont favorisé la transition d'un modèle de production orienté vers des approches nationales vers une approche européenne globale.

73. Aujourd'hui, le réseau de transport d'électricité français est relié à six réseaux européens : celui du Royaume-Uni, de la Belgique, de l'Espagne, de l'Italie, de la Suisse et de l'Allemagne. La capacité d'interconnexion de la France s'élève en 2019 à 17,4 GW en export et 12,5 GW en import, soit un taux d'interconnexion d'environ 11,4%²²⁶.

74. Les interconnexions transfrontalières permettent d'assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique, la valorisation à l'export des excédents de la production

²²⁰ « La nouvelle France industrielle », *Présentation des feuilles de route des 34 plans de la nouvelle France industrielle*, Gouvernement, 2014, 77 p., pp. 37-38.

²²¹ V., en ce sens, « Systèmes électriques intelligents : le soutien de l'ADEME à l'innovation depuis 2010, Résultats, enjeux, perspective », ADEME, Synthèse, Mars 2020, 13 p.

²²² V., Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, CRE, Rapport, Mai 2022, 26 p.

²²³ MORSEL (H.), BALLADUR (J.), BANAL (M.) et al., *Une œuvre nationale : l'équipement, la croissance de la demande, le nucléaire (1946-1987)*, Fayard, 1996 in *Histoire de l'électricité en France*, Tome III, 1196 p., p. 784.

²²⁴ V., en ce sens, WYART (P.), BARBEY (J.), « Le réseau de transport d'énergie électrique, un héritage bien géré, un élément essentiel de l'interconnexion européenne », *Revue française de l'énergie*, mars-avril 1971.

²²⁵ Résolution adoptée par les ministres des Affaires étrangères des États membres de la CECA, Messine, 1^{er} au 3 juin 1955, I, A, 2).

²²⁶ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023-2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.6.4., p. 220.

d'électricité, de renforcer l'intégration du marché intérieur de l'électricité et le foisonnement de la production d'électricité renouvelable. À ce titre, s'agissant tout particulièrement de l'éolien, les pays interconnectés n'ayant pas les mêmes régimes de vents, les interconnexions s'avèrent fort utiles pour redistribuer l'électricité disponible qui ne correspondrait pas à la demande d'électricité du pays dans lequel elles sont raccordées. C'est d'ailleurs ce que prévoit le projet d'interconnexion « Golfe de Gascogne », entre l'Espagne et la France, qui doit permettre de « *mieux transporter l'électricité produite à partir des énergies renouvelables*²²⁷ ».

75. Le règlement 2018/1999 du 11 décembre 2018 concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat²²⁸ demande à chaque État membre, dans le cadre des plans nationaux en matière d'énergie et de climat, d'atteindre un niveau d'au moins 15% d'interconnexion électrique pour 2030²²⁹. Selon les dernières études de RTE, le développement de nouvelles interconnexions permettrait d'éviter la construction de nouveaux moyens de production d'électricité et de flexibilité et limiter leur sollicitation pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique²³⁰. Aujourd'hui, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité estime que les interconnexions permettent déjà de réduire les nouvelles capacités de production et de flexibilité de 70 GW dans les différents pays interconnectés avec la France²³¹. L'étude *Futurs énergétiques 2050* de RTE estime qu'un développement des interconnexions de l'ordre de 39 GW d'ici 2050, dont 22 GW d'ici 2030, trouve une justification économique²³² et reste faisable, notamment en prenant en compte les « *nombreuses incertitudes*²³³ », telles que l'augmentation de l'interdépendance des pays ou encore l'acceptation politique et sociale.

§3. – La flexibilité fondée sur la modulation de la demande électrique

76. Depuis plusieurs années, la modulation de la demande, appelée également « pilotage de la demande » ou « flexibilité de la consommation », permet de contribuer à la sécurité du système électrique. En France, dans les années 1960, des offres de flexibilités tarifaires ont été proposées aux consommateurs finals pour les inciter à déplacer leur consommation dans le temps, principalement en période de pointe, pour garantir la sécurité du

²²⁷ V., en ce sens, Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne, Réunion publique, Compte-rendu, RTE, Hossegor, 12 décembre 2018, 47 p., II., 1), p. 2.

²²⁸ Règlement 2018/1999 du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil (*JOUE*, n° L 328, 21 décembre 2018, p. 1 – 77).

²²⁹ *Ibid.*, article 4, lettre d), point 1).

²³⁰ *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.2.1.2, p. 305.

²³¹ *Ibid.*

²³² *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.2.3., p. 313.

²³³ *Ibid.*

système électrique²³⁴. Comme le souligne Aude Danieli, la modulation de la demande a rendu les consommateurs d'électricité plus responsables de leur consommation d'énergie²³⁵.

77. La modulation de la demande électrique couvre deux concepts distincts : le report de charge et l'effacement. Selon le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité RTE, le report de charge consiste à ce qu'une partie de la consommation d'électricité soit déplacée dans le temps, « *a minima au sein de la journée, pour être activée aux moments les plus favorables pour l'exploitation du système électrique*²³⁶ », lorsque par exemple le système électrique connaît un surplus de production d'électricité renouvelable. L'effacement est quant à lui considéré comme le fait d'interrompre la consommation d'électricité, notamment « *lors de périodes de tension sur le système électrique*²³⁷ ».

78. La France s'est fixé des objectifs ambitieux pour développer les effacements, la politique énergétique ayant pour intention d'atteindre en 2028 au moins 6,5 GW de capacités installées d'effacement²³⁸, réparties entre 5 GW d'effacement industriel et tertiaire et 1,5 GW d'effacement diffus²³⁹. Les dispositions de l'article 11 du décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie²⁴⁰ prévoient un objectif intermédiaire pour 2023 de 4,5 GW de capacités d'effacement électrique de tout type. En 2019, selon les données de la programmation pluriannuelle de l'énergie, le volume de capacités d'effacement disponibles pendant les pointes de consommation était estimé à 2 900 MW²⁴¹, soit l'équivalent d'un peu plus de trois réacteurs nucléaires de 900 MW.

79. Malgré ces objectifs ambitieux, des interrogations subsistent sur l'acceptabilité et la volonté des consommateurs à s'engager dans une telle démarche²⁴². Si le facteur économique reste indispensable pour susciter la motivation des particuliers à souscrire une offre d'effacement, la diminution du confort reste déterminante. Dans une contribution pour la CRE,

²³⁴ A partir de 1965, l'opérateur historique EDF a développé plusieurs offres de fourniture d'électricité dynamiques : « Heures Pleines Heures Creuses » en 1965, « Tempo » en 1992 et l'option du tarif bleu « Effacement au Jour de Pointe » en 1983.

²³⁵ DANIELI (A.), *La « mise en société » du compteur communicant : Innovations, controverses et usages dans les mondes sociaux du compteur d'électricité Linky en France*, Thèse, Université Paris Est, 2018, 589 p., pp. 110-111.

²³⁶ Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 3, point 3.8.1., p. 132.

²³⁷ *Ibid.* Pour une définition légale, V. : C. énergie, article L. 271-1, premier alinéa.

²³⁸ C. énergie, article L. 100-4, I, 11°.

²³⁹ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023-2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.5., pp. 187-188.

²⁴⁰ *JORF*, n° 0099 du 23 avril 2020.

²⁴¹ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023-2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.5., p. 187.

²⁴² V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.3.2., pp. 320-322.

le cabinet de conseil Ernst & Young et associés²⁴³ a souligné que la connotation négative du verbe « s’effacer », matérialisant la diminution d’un certain confort de vie pour les particuliers, crée un obstacle d’ordre psychologique dissuadant les consommateurs de participer aux programmes d’effacement²⁴⁴. Même si le bilan prévisionnel de 2016²⁴⁵ de RTE fait part d’un gisement d’usages pilotables stable, il constate que les effacements tarifaires sont en nette baisse depuis les années 1990²⁴⁶, avec 800 MW pour l’hiver 2016-2017²⁴⁷. Le bilan prévisionnel de 2018 corrobore cette tendance. RTE y relève notamment que malgré un soutien public important depuis 2010, « *les récentes analyses font état d’une détérioration préoccupante de la fiabilité des effacements*²⁴⁸ », des refus d’activation de l’ordre de 50% de la capacité contractualisée ont effectivement été constatés en 2018²⁴⁹. Pour répondre en partie à ces difficultés, RTE envisage d’améliorer la communication sur l’utilité des effacements²⁵⁰.

²⁴³ *L’acceptation de l’effacement par les consommateurs*, CRE et E&Y, Dossier Smart-Grid CRE, Contribution, Site CRE.

²⁴⁴ V., aussi, Avis présenté au nom de la Commission des Affaires Économiques sur le projet de loi de finances pour 2019 – TOME VII, Assemblée nationale, 3 octobre 2018, n° 1288.

²⁴⁵ Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France, RTE, Edition 2016, 123 p.

²⁴⁶ 6 000 MW.

²⁴⁷ *Ibid.*

²⁴⁸ Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France, RTE, Cahier de variantes, Edition 2018, 29 p., p. 20.

²⁴⁹ *Ibid.*

²⁵⁰ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.3.2., p. 274.

SECTION 2. – LE STOCKAGE, MOYEN DE FLEXIBILITÉ PRIVILÉGIÉ

80. « *Pilier essentiel de l'intégration du système énergétique*²⁵¹ », le stockage d'électricité est une solution de flexibilité originale. Cette originalité se manifeste par la capacité d'offrir, selon les besoins du système électrique, une flexibilité à la hausse ou à la baisse, mais aussi et surtout par les caractéristiques et les technologies qui le composent.

81. Du côté de l'offre, le stockage d'électricité permet de soutenir l'intégration de la production d'électricité renouvelable et garantir ainsi un approvisionnement stable tout au long de l'année. L'électricité stockée en heure creuse peut ainsi être déstockée en heure de pointe, quand la demande est élevée. L'électricité peut donc être injectée au moment le plus opportun, à la fois du point de vue du réseau, mais aussi du marché. Les fluctuations journalières et saisonnières de la production d'électricité renouvelable sont ainsi limitées, ce qui permet une meilleure intégration de cette production dans le système électrique.

82. Du côté de la demande, le stockage d'électricité permet de répondre aux hausses de consommation, en lieu et place des centrales de pointe, limitant d'une part, le prix de l'électricité, et d'autre part, les émissions de gaz à effet de serre émises par ces moyens de production. En déplaçant temporellement la production, le stockage permet ainsi un double gain pour la collectivité.

83. Du point de vue du réseau, le stockage d'électricité permet d'augmenter la résilience et la fiabilité du système électrique à différentes échelles de temps. Les services qu'il fournit, indépendants des facteurs externes, tels que les conditions météorologiques, sont considérés comme « *hautement fiables, prévisibles et précis*²⁵² ».

84. Comme précédemment, cette section explorera le stockage de l'électricité d'un point de vue technique. Cette approche revêt une importance fondamentale pour appréhender les questions juridico-économiques qui seront traitées ultérieurement. Il convient de noter que les informations présentées dans cette section resteront pertinentes tout au long de l'étude, car les caractéristiques et les technologies de stockage d'électricité seront des éléments récurrents de notre analyse.

85. Après avoir mis en évidence l'originalité du concept de stockage d'électricité (§1), il sera démontré que le stockage est une flexibilité essentielle pour le système électrique (§2).

²⁵¹ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, 14 march 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 6 (traduit par l'auteur).

²⁵² EASE Reply to European Commission's Questions on "The Future of Energy Storage in the EU", EASE, September 2018, *op. cit.*, 12 p., p. 2

§1. – Les caractéristiques du stockage d'électricité

86. Le stockage d'électricité est, avant toute chose, le fruit d'une conversion énergétique. L'électricité ne se stocke pas en tant que telle, du moins dans des proportions limitées qui ne permettent pas une application dans le système électrique²⁵³. En revanche, l'électricité peut être stockée par le biais d'une transformation énergétique. Pour ce faire, il convient de transformer et même deux fois l'énergie : une première fois pour convertir l'électricité en une autre énergie qui peut être stockée et une seconde fois pour reconvertir cette énergie en électricité.

87. Le stockage d'électricité présente plusieurs spécificités techniques qui peuvent être brièvement présentées et développées.

88. Tout d'abord, le stockage d'électricité offre une flexibilité tant à la hausse qu'à la baisse. Son fonctionnement consiste à prélever et à injecter de l'électricité après une période de stockage, ce qui permet d'équilibrer les flux dans les réseaux. Il peut soutirer de l'électricité pour réduire les congestions ou déplacer la production dans le temps, notamment pour éviter les prix négatifs et injecter de l'électricité pour répondre à la demande, notamment en période de pointe.

89. Deuxièmement, le stockage d'électricité s'apprécie en fonction de caractéristiques techniques qui varient selon les différentes technologies de stockage. Il s'agit notamment de la capacité énergétique de stockage, le rendement, l'autodécharge, le nombre de cycles, l'énergie et la puissance délivrées, la profondeur de décharge, le temps de réponse ou encore les coûts associés au stockage²⁵⁴.

90. Troisièmement, le stockage d'électricité s'apprécie en fonction de son état stationnaire ou non stationnaire. Les installations de stockage d'électricité stationnaires sont des installations fixes, de manière permanente ou semi-permanente, de capacité plus ou moins importante (de plusieurs kW à plusieurs MW), qui soutirent de l'électricité du réseau, stockent et restituent l'électricité au réseau. Ces installations, qui sont conçues pour des applications industrielles, peuvent être raccordées au réseau de manière autonome ou être associées à une centrale de production d'électricité, auquel cas, l'électricité produite est stockée et injectée sur le réseau électrique. Ces dispositifs de stockage d'électricité sont essentiellement utilisés pour

²⁵³ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, Paris, 2017, 132 p., point 3.1.7., pp. 46-50.

²⁵⁴ V., en ce sens, Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability, IRENA, Abu Dhabi, March 2020, 109 p., Table 1, p. 26 ; RUER (J.), « Le stockage d'électricité à grande échelle », *La Revue de l'énergie*, n°608, Juillet-août 2012, pp. 277-288, Encadré n°1, p. 280 ; MULTON (B.), AUBRY (J.), HAESSIG (P.) et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », *Techniques de l'ingénieur*, 10 avril 2013, BE8100V1, 28 p., point 2.2., pp. 6-10.

rendre des services au réseau et optimiser la production d'électricité²⁵⁵. À l'inverse, les systèmes de stockage non stationnaire sont des installations nomades de petite capacité. Ces systèmes de stockage sont principalement présents dans les véhicules électriques et hybrides pour assurer la traction de ces véhicules²⁵⁶. L'installation de stockage utilisée en lieu et place d'un groupe électrogène, qui peut être déplacé facilement par le gestionnaire de réseau, ne devrait pas être considérée comme une installation de stockage non stationnaire, dès lors que cette installation a le caractère d'une installation semi-permanente²⁵⁷.

91. Quatrièmement, les installations de stockage d'électricité s'apprécient selon qu'elles sont derrière ou devant le compteur électrique. Les installations « devant le compteur » (« *front of the meter* ») sont des systèmes de stockage raccordés directement au réseau. Ces installations ont généralement une capacité relativement importante et sont exploitées à des fins industrielles²⁵⁸. Les installations « derrière le compteur » (« *behind the meter* ») sont des systèmes de stockage raccordés indirectement au réseau²⁵⁹. Il s'agit notamment des dispositifs de stockage accolés à des moyens de production d'électricité, soit pour l'autoconsommation du site, soit pour l'optimisation des centrales de production auxquelles ils sont raccordés. Aujourd'hui, 30% des installations se trouvent derrière le compteur²⁶⁰.

§2. – Les technologies de stockage d'électricité

92. Il existe une multitude de technologies permettant de stocker l'électricité en une autre forme d'énergie dont le stockage est possible, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques différentes. Parce qu'elles répondent à des services différents, les technologies de stockage d'électricité sont complémentaires²⁶¹.

93. Quelques technologies de stockage d'électricité se démarquent. En s'appuyant sur de nombreux travaux scientifiques et de politique énergétique, il est possible de considérer que les stations de transfert d'énergie par pompage, les accumulateurs et l'hydrogène sont les

²⁵⁵ V., en ce sens, ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, UniverSciences, 2^e édition, Septembre 2013, 240 p., pp. 73-124.

²⁵⁶ *Ibid.*, pp. 13-69.

²⁵⁷ V., en ce sens, « Enedis dévoile le premier Groupe Électrogène Zéro Émission en partenariat avec Schneider Electric pour une innovation au service de la transition écologique », Enedis, Communiqué de presse, 8 juillet 2021.

²⁵⁸ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., “Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe”, European Commission, Directorate-General for Energy, Publications Office, March 2020, 202 p., point 1.1.1., p. 16.

²⁵⁹ *Ibid.*

²⁶⁰ HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, p. 8.

²⁶¹ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 – 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 190.

technologies qui figurent parmi celles privilégiées pour répondre aux besoins du système électrique. Cette précision a son importance, dès lors que les technologies privilégiées induiront nécessairement les modes de régulation de demain, et par la même occasion, le cadre juridique du stockage d'électricité. De manière générale, les technologies de stockage d'électricité peuvent être regroupées sous deux familles distinctes, à savoir le stockage mécanique (A) et le stockage chimique (B).

A. Le stockage mécanique

94. Parmi les technologies de stockage d'électricité qui convertissent l'électricité en énergie mécanique potentielle, figurent notamment la station de transfert d'énergie par pompage (1), le volant d'inertie (2) et le stockage par air comprimé (3).

1. La station de transfert d'énergie par pompage

95. Les stations de transfert d'énergie par pompage (ci-après « STEP ») représentent actuellement le moyen de stockage d'électricité à grande échelle le plus important en France et dans le monde. Dans l'Union européenne, les STEP représentent une puissance de 44 GW en 2023²⁶². Elles représentent, dans le reste du monde, une capacité de 155 GW en 2020²⁶³. Selon les estimations de l'AIE, elles représenteraient d'ici 2026 200 GW de capacité²⁶⁴. La France compte six grandes STEP, pour une puissance de 4,3 GW en pompage et 4,9 GW en turbinage²⁶⁵ [Tableau 1]. Parmi ces installations, cinq sont sous le régime concessif, une sous le régime de l'autorisation.

96. Sur le plan technique, une STEP est un ouvrage hydraulique composé de deux réservoirs ou « bassins », l'un se situant en amont, l'autre en aval [Figure 1]. Le bassin supérieur est alimenté soit par le système de pompage, dans ce cas on parle d'une STEP « pure », l'électricité produite par la STEP est issue uniquement du pompage²⁶⁶, soit par

²⁶² V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, p. 8.

²⁶³ V., en ce sens, Renewables 2021 – Analysis and forecast to 2016, IEA, December 2021, 173 p., Figure 4.18, p. 154.

²⁶⁴ *Ibid.*

²⁶⁵ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 – 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 191 ; BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.1., p. 6.

²⁶⁶ Centrales Grand-Maison, Bissorte/Super Bissorte et Montézic.

l'écoulement naturel ou artificiel d'un flux d'eau, complété du système de pompage²⁶⁷, on parle alors de STEP « mixte »²⁶⁸.

97. Concrètement, au moyen d'un moteur électrique, la pompe puise l'eau du réservoir aval pour la remonter vers le bassin amont dans l'objectif de la stocker (on parle d'« énergie gravitaire »). En phase de déstockage, la STEP fonctionne de la même manière qu'une centrale hydroélectrique, de type barrage. Après avoir fait chuter l'eau dans des conduites, la force de l'eau fait tourner une turbine qui fait à son tour fonctionner un alternateur, lequel produit un courant électrique alternatif qui est ensuite injecté sur le réseau électrique. Le taux de rendement des STEP est estimé à environ 75%²⁶⁹.

98. Hormis le fait qu'elles soient des actifs stratégiques pour l'indépendance énergétique²⁷⁰, les STEP contribuent à garantir l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie. Véritable « couteau suisse » du système électrique, les STEP permettent de déplacer l'électricité des heures creuses vers les heures pleines, de façon à répondre à la demande. Les cycles sont généralement hebdomadaires (jours ouvrables versus week-ends) et journaliers (jour versus nuit)²⁷¹. Les STEP contribuent, pour une large partie, aux services d'équilibrage, ainsi qu'au mécanisme de capacité, et sont considérées comme des moyens de flexibilité essentiels pour l'intégration de la production d'électricité renouvelable intermittente et variable²⁷².

99. Le développement de nouvelles capacités de STEP est considéré, par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, « comme “sans regret” du point de vue technique ou économique.²⁷³ » À ce propos, le décret fixant la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028 prévoit un objectif visant à engager d'ici à 2028 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035²⁷⁴. Les analyses menées par RTE dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques*

²⁶⁷ PONIATOWSKI (L.) et DESESSARD (J.), *Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques (1)*, Sénat, 12 juillet 2012, Rapport n° 667, 464 p., p. 174. V., aussi, VIOLLET (P.-L.), « Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP », *Techniques de l'ingénieur*, 10 janvier 2014, BE8582 V1, 15 p., point 1.2.1., p. 4.

²⁶⁸ Centrales Le Cheylas et la Coche.

²⁶⁹ BART (J.-B.), BENEFIGE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.1., p. 7.

²⁷⁰ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 507, pp. 24-25.

²⁷¹ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFIGE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.1., p. 5.

²⁷² V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 4, point 4.3.2., p. 172.

²⁷³ Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape, RTE, 7 juin 2023, *op. cit.*, p. 117.

²⁷⁴ V., en ce sens, Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, article 3, I.

2050 estiment un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires d'ici 2050²⁷⁵. L'absence de sites potentiels pour les STEP terrestres conduit certaines parties prenantes à s'intéresser sérieusement aux STEP marines²⁷⁶ (STEP marine à La Réunion) ou encore aux STEP souterraines²⁷⁷.

2. Le volant d'inertie

100. Le stockage d'électricité par inertie est aujourd'hui peu développé, mais connaît un certain intérêt aux États-Unis²⁷⁸. En Europe, les projets se développent progressivement. Récemment, en 2022, une installation de stockage hybride couplant accumulateurs et volants d'inertie a été mise en place aux Pays-Bas pour apporter de la flexibilité au réseau électrique national²⁷⁹. En France, si les volants d'inertie restent, aujourd'hui, au stade de la démonstration, l'entreprise Energiestro, soutenue par BPI France, la Région Bourgogne-Franche-Comté et la Région Centre-Val de Loire, lauréate du Concours Mondial d'Innovation 2030 en 2014, du concours EDF PULSE en 2015 et du concours Shell-liveWire en 2018, entend commercialiser rapidement des volants d'inertie dans les zones non interconnectées²⁸⁰.

101. Sur le plan technique, le volant d'inertie est constitué d'une masse qui est mise en rotation autour d'un axe fixe la plupart du temps et enfermée dans une enceinte de protection. Cette masse est reliée à un générateur électrique permettant de convertir l'énergie cinétique en énergie électrique [Figure 2]. Ainsi, en phase de stockage, le volant utilise de l'électricité pour faire tourner la masse, celle-ci va alors convertir l'énergie électrique en énergie cinétique. En phase stationnaire, la vitesse de rotation de la masse doit être maintenue de manière constante. En phase de déstockage, le générateur convertit l'énergie mécanique en électricité. Le taux de rendement estimé est de l'ordre de 90 à 95%²⁸¹.

²⁷⁵ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 4, point 4.3.2., p. 172.

²⁷⁶ V., en ce sens, « EDF innove pour décarboner l'économie », EDF, Conférence de presse, 13 avril 2022, 59 p., p. 6.

²⁷⁷ V., en ce sens, Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique, INERIS, 21 octobre 2015, 13 p.

²⁷⁸ V., en ce sens, "Beacon Power installs 20-MW energy storage system", New York State Energy Research and Development Authority, 2016, 1 p. ; "Flywheel Energy Storage Market Is Expected To Reach around USD 551.9 Million by 2030, Grow at a CAGR Of 8.3% during Forecast Period 2023 To 2030", Contrive Datum Insights, 15 February 2023.

²⁷⁹ V., en ce sens, "Regenerative drives and motors unlock the power of flywheel energy storage to stabilize Europe's grids", ABB, Press release, Helsinki, 14 July 2022.

²⁸⁰ V., en ce sens, DEJEU (M.), « Stockage d'électricité : un volant d'inertie enfin abordable », *Le Moniteur*, 13 juillet 2015 ; DEBOUTTE (G.), « L'acteur de la semaine : Energiestro », *PV Magazine*, 21 juin 2021.

²⁸¹ MORADZADEH (A.), NAZARI-HERIS (M.), MOHAMMADI-IVATLOO (B.) et al., Energy storage fundamentals and components, Energy storage in Energy Market, *Uncertainties, Modelling, Analysis and Optimization 2021*, pp. 23-39, point 2.2.2.

102. Les volants d'inertie sont principalement utilisés pour la contribution au réglage de fréquence et au lissage de la production d'électricité renouvelable²⁸².

3. Le stockage par air comprimé

103. Le stockage d'électricité par air comprimé est aujourd'hui au stade de la démonstration. Il existe dans le monde aujourd'hui deux installations de ce type, en Allemagne et aux États-Unis²⁸³. Dans le monde, plusieurs projets sont actuellement en préparation²⁸⁴. Un projet aux Pays-Bas, à Zuidwending, est en cours de développement pour une mise en fonctionnement d'ici 2026²⁸⁵. D'ailleurs, l'Allemagne a récemment classé cette technologie comme un axe de développement prioritaire pour la transition énergétique²⁸⁶.

104. Sur le plan technique, le stockage par air comprimé ou *Compressed Air Energy Storage* (« CAES »), consiste, au moyen d'un moteur électrique, à comprimer de l'air à très haute pression (jusqu'à 100 bars) pour le stocker dans un réservoir, naturel ou non, en sous-terrain ou en surface. Pour produire de l'électricité, l'air stocké est réchauffé, puis détendu dans une turbine, laquelle entraîne un alternateur pour produire de l'électricité.

105. Il existe différents types de stockage par air comprimé : CAES conventionnel, adiabatique et isotherme. Le CAES conventionnel reste la technologie la plus mature, mais également la plus émettrice d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, pour chauffer l'air avant la détente, pour qu'il puisse être de la même température que l'air ambiant, cette technologie utilise du gaz naturel [Figure 3]. Ce procédé permet de stocker de l'électricité avec un rendement global d'environ 45%²⁸⁷. À titre de comparaison, le rendement d'une turbine à gaz est de l'ordre de 35%²⁸⁸. Le CAES adiabatique est une technologie qui vise à ajouter au CAES conventionnel un moyen de stockage de chaleur pour éviter l'apport de chaleur externe²⁸⁹ [Figure 4]. Le CAES isotherme consiste à extraire la chaleur de l'air au fur et à mesure de la compression pour limiter l'échauffement, et lors de la détente, de limiter le

²⁸² BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.3., p. 17.

²⁸³ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.2., p. 9.

²⁸⁴ V., en ce sens, Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique, INERIS, Rapport d'étude, 11 janvier 2016, 35 p., point 3.5., pp. 17-18.

²⁸⁵ V., en ce sens, MURRAY (C.), "Corre to deploy 320MW CAES long-duration energy storage facility for Eneco in Netherlands", *Energy Storage News*, 21 December 2022.

²⁸⁶ V., en ce sens, Adiabatic Compressed Air Energy Storage, EASE, (s.d.), 2 p., point 2, p. 2.

²⁸⁷ V., en ce sens, ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.*, point 2.3.1., p. 89.

²⁸⁸ *Ibid.*

²⁸⁹ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.2.2., p. 12.

refroidissement²⁹⁰. Enfin, d'autres technologies de stockage par air comprimé sont apparues ces dernières années, à l'instar du CAES hydropneumatique²⁹¹ ou encore du CAES sous-marin²⁹² [Figure 5].

106. Les emplacements appropriés pour le stockage par air comprimé en souterrain sont, en particulier, les cavités salines²⁹³, les anciennes mines²⁹⁴, les nappes aquifères²⁹⁵ ou encore dans les gisements d'hydrocarbures déplétés²⁹⁶.

B. Le stockage chimique

107. Deux procédés chimiques peuvent être utilisés pour stocker de l'électricité : le stockage par hydrogène (1) et le stockage électrochimique (2).

1. Le stockage par hydrogène

108. À l'horizon 2050, le stockage d'électricité par hydrogène se positionne comme l'un des principaux moyens de stockage d'électricité intersaisonnier. Aujourd'hui, les capacités installées sont très limitées, même si quelques projets de stockage ont été annoncés dans l'Union européenne²⁹⁷. D'ici 2040, l'Association européenne pour le stockage d'électricité estime que le stockage par hydrogène devrait atteindre 12 GW de capacités²⁹⁸.

109. L'approche de l'utilisation de l'hydrogène en tant que moyen de stockage d'électricité diffère entre la Commission et les États membres. Pour la Commission, l'utilisation de l'hydrogène doit prioritairement décarboner les secteurs économiques qui peuvent difficilement être électrifiés. L'hydrogène est donc supposé fournir de la souplesse uniquement dans un sens (« stockage unidirectionnel »), la contribution de l'hydrogène pour le système

²⁹⁰ *Ibid.*, point 3.1.2.3., p. 13.

²⁹¹ V., en ce sens, ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.*, point 2.3.4., pp. 94-95.

²⁹² V., en ce sens, GUIMARD (E.), « Remora stockera l'énergie renouvelable avec de l'air comprimé en 2023 », *Les Echos*, 27 avril 2021.

²⁹³ V., en ce sens, Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique, INERIS, 2016, *op. cit.*, point 3.4.1., p.14.

²⁹⁴ *Ibid.*, point 3.4.2., pp.14-15.

²⁹⁵ *Ibid.*, point 3.4.3., pp. 15-16.

²⁹⁶ *Ibid.*, point 3.4.4., p. 16.

²⁹⁷ V., en ce sens, «KBR and Shell Develop Facilities That Integrate Lithium-ion Battery Storage and Green Hydrogen Electrolysis Production at MW Scale, Cutting Edge Offshore Energy Storage for CrossWind», *Hydrogen Central*, 6 December 2022 ; BELLINI (E.), «World's largest underground hydrogen storage project», *PV magazine*, 4 August 2022.

²⁹⁸ V., en ce sens, Energy Storage Targets 2030 and 2050 - Ensuring Europe's Energy Security in a Renewable Energy System, EASE, *op. cit.*, point 4.4., p. 22.

électrique étant à ce propos très subsidiaire²⁹⁹. À l'inverse, certains pays européens entendent développer massivement cette technologie, comme l'Espagne³⁰⁰. La France est également favorable au développement de l'hydrogène comme moyen de stockage. Les pouvoirs publics et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité considèrent qu'il y a effectivement un intérêt à développer le stockage par hydrogène d'ici 2050 pour lisser la production d'électricité renouvelable. La programmation pluriannuelle de l'énergie considère qu'il s'agit là d'« *une solution structurante pour l'intégration des énergies renouvelables au système électrique*³⁰¹ », en ce qu'il demeure le moyen de stockage massif intersaisonnier « *le plus prometteur*³⁰² ». Plusieurs études réalisées par RTE soulignent également l'intérêt du stockage d'électricité par hydrogène à long terme³⁰³.

110. Aujourd'hui, 95% de l'hydrogène est produit à partir de combustibles fossiles (gaz naturel, charbon), essentiellement pour des raisons économiques³⁰⁴. Si le procédé par électrolyse représente seulement 5% de la production en France³⁰⁵ (1% dans le reste du monde), elle reste la technologie la plus prometteuse pour la production d'hydrogène³⁰⁶.

111. Sur le plan technique, le stockage d'électricité par électrolyse consiste à injecter de l'électricité dans un électrolyseur qui va produire de l'hydrogène. Le courant électrique dans l'eau va la décomposer en dioxygène (O₂) et dihydrogène (H₂). L'hydrogène, ou plus exactement le dihydrogène, est ensuite stocké. La phase de déstockage requiert l'utilisation d'une pile à combustible. Cette technologie permet de transformer l'hydrogène en électricité à partir du processus inverse de l'électrolyseur. Le rendement complet est relativement faible, de l'ordre de 25% à 35%³⁰⁷, ce qui explique en partie le frein au développement des piles à combustible. Malgré son faible rendement énergétique, l'hydrogène est, comparé aux autres

²⁹⁹ V., en ce sens, Plan REPowerEU, Commission européenne, COM(2022) 230 final, 18 mai 2022, *op. cit.*

³⁰⁰ Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 6, point 6.6.4.2., p. 280.

³⁰¹ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 – 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 3.4.3., p. 107.

³⁰² *Ibid.*

³⁰³ V., notamment, La transition vers un hydrogène bas carbone, Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, RTE, Janvier 2020, 66 p., p. 5 ; Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.6.9, p. 358.

³⁰⁴ V., en ce sens, SCHELLENBERGER (R.), ARMAND (A.), Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Assemblée nationale, 30 mars 2023, *op. cit.*, encadré n°10, p. 112.

³⁰⁵ *Ibid.*

³⁰⁶ V., en ce sens, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, Dossier de presse, 8 septembre 2020, 17 p., Priorité n°1, pp. 8-9.

³⁰⁷ La transition vers un hydrogène bas carbone, Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, RTE, Janvier 2020, *op. cit.*, p. 5.

moyens de stockage, la technologie qui peut stocker la plus grande densité d'énergie sans pertes dans le temps³⁰⁸.

112. L'hydrogène peut être stocké sous forme de gaz comprimé ou liquide. Lorsqu'il est stocké sous forme de gaz comprimé, l'hydrogène peut être stocké dans des cavités souterraines, bien que cette solution rencontre plusieurs difficultés (risque technologique, impacts environnementaux, coût, caractéristiques géologiques et hydrogéologiques du sous-sol, etc.³⁰⁹).

2. Le stockage électrochimique

113. Si aujourd'hui le stockage électrochimique est essentiellement employé dans les appareils portables et les transports, il connaît de nombreuses applications stationnaires. Le stockage électrochimique consiste à stocker de l'électricité sous forme électrochimique, pour la restituer sous forme électrique. Le stockage électrochimique est réalisé au moyen d'accumulateurs, constitués principalement d'électrodes et d'électrolyte, qui sont généralement associés pour former un « module ». L'association de plusieurs modules forme ce que l'on appelle communément une « batterie », laquelle est ensuite intégrée dans l'appareil portable, le véhicule ou, pour l'usage stationnaire, dans un container [Figure 6].

114. Depuis l'invention de la batterie au plomb par Gaston Planté en 1859, les technologies de batteries se sont constamment développées et améliorées pour répondre aux exigences actuelles. Les principales technologies de batteries rechargeables sont notamment les batteries au plomb, les batteries au sodium, les batteries au lithium, les batteries métal-air et les batteries redox flow.

115. Les batteries au plomb sont les batteries les plus utilisées dans l'industrie, notamment comme alimentation de secours dans les unités de production d'électricité, les postes sources ou encore dans les petits réseaux isolés³¹⁰. Leurs performances restent toutefois limitées³¹¹.

³⁰⁸ V., en ce sens, ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.*, point 2.5.6., p. 109.

³⁰⁹ V., en ce sens, *Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique*, INERIS, Références, Septembre 2016, 42 p.

³¹⁰ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.1., pp. 21-22.

³¹¹ Durée de vie, cyclabilité, faible densité énergétique en masse et volume, notamment. V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.1., pp. 21-22 ; RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*, Rapport d'étude, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 21 octobre 2013, 235 p., point 5.3.1., p. 161.

116. Il existe plusieurs variantes de batteries au sodium : celles utilisant du soufre (dites « NaS »), du Chlorure de Nickel (dit « Zebra ») ou du lithium. La particularité de ces batteries reste leur fonctionnement : pour fonctionner, ces batteries doivent être maintenues à une température d'environ 300 °C. Elles présentent des performances importantes, avec un rendement énergétique très élevé et sont privilégiées pour des applications stationnaires de taille importante³¹². En France, une batterie NaS de 1 MW est actuellement exploitée par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires sur l'île de La Réunion³¹³.

117. Les batteries au lithium concentrent aujourd'hui tous les efforts industriels et de recherche. Outre leur coût qui a baissé de façon considérable ces dernières années sous l'effet de leur utilisation dans les appareils portables et les véhicules électriques³¹⁴ [Figure 7], ces batteries ont des performances bien au-dessus des autres technologies. Les batteries au lithium-ion ont un rendement énergétique élevé, de l'ordre de 95% et peuvent atteindre jusqu'à 15 000 cycles complets³¹⁵. Ces batteries présentent toutefois des risques d'emballement thermique et d'incendie difficilement maîtrisable et toxique³¹⁶, ce qui contraint l'exploitant à avoir recours à un système de gestion de batterie, connu sous les termes anglo-saxons « *Battery Management System* » (« BMS »). Les BMS permettent de maintenir la batterie « *dans les conditions électriques et thermiques compatibles avec sa plage d'utilisation sûre*³¹⁷ » et d'assurer « *la continuité de service de l'application qu'il alimente*³¹⁸ ».

118. Enfin, les batteries métal-air et redox flow, qui sont au stade de la recherche, sont étudiées aujourd'hui à partir de démonstrateurs³¹⁹. Il s'agit de technologies qui ont une durée de vie importante et qui sont moins onéreuses que les autres technologies de batteries³²⁰.

³¹² BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.3., pp. 26-33 ; RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, point 5.3.1., pp. 165-166.

³¹³ V., en ce sens, GROLLIER (B.), « La Réunion : EDF teste une batterie géante », *Les Echos*, 12 juillet 2010 ; BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.3.1., p. 27.

³¹⁴ V., en ce sens, "Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh", BloombergNEF, 6 December 2022, Site internet.

³¹⁵ BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.4.2., p. 35 et p. 37.

³¹⁶ Rôles des Systèmes de Gestion de Batterie (Battery Management System) dans la sécurité des packs, INERIS, 7 septembre 2020, 42 p., p. 6.

³¹⁷ *Ibid.*

³¹⁸ *Ibid.*

³¹⁹ BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.6, p. 45. ; ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.*, point 2.4.3., p. 103.

³²⁰ *Ibid.*, point 3.1.5. et 3.1.6., pp. 40-46 ; ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.*, point 2.4.3., p. 102.

119. D’ici le début de l’année 2024, la capacité totale des batteries stationnaires en France devrait atteindre environ 700 MW³²¹. Déjà fin 2022, les batteries stationnaires ont atteint une capacité totale de 350 MW. Parmi celles-ci, 100 MW sont raccordées au réseau public de transport d’électricité³²². Sur le réseau public de distribution géré par Enedis, 9 000 batteries ont été raccordées au réseau, dont 197 au réseau HTA, pour une puissance de 259 MW, et 8 800 batteries raccordées au réseau BT, essentiellement dans le cadre d’opération d’autoconsommation³²³. La France devrait compter au début de l’année 2024 environ 700 MW de capacité installée de batteries.

120. Les analyses menées par RTE dans le cadre de l’étude *Futurs énergétiques 2050* estiment un potentiel total de l’ordre de 1 à 26 GW de batteries d’ici 2050³²⁴. Dans l’Union européenne, les batteries devraient représenter entre 34 à 67 GW de capacité installée d’ici 2030³²⁵.

³²¹ ORIOL (L.), « *Bilan et perspectives pour le stockage d’électricité* », *Présentation RTE*, 11^e colloque annuel du Club Stockage, ATEE, 6 octobre 2022, Paris.

³²² *Ibid.*

³²³ Chiffres du troisième trimestre de l’année 2022. V., en ce sens, « Plan de développement de réseau », *Document préliminaire*, Enedis, 13 mars 2023, 184 p., Chapitre 6, point 6.3., p. 164.

³²⁴ V., en ce sens, *Futurs énergétiques 2050*, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 5, point 5.2., pp. 205-211.

³²⁵ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 10 ; *Energy Storage Targets 2030 and 2050 - Ensuring Europe’s Energy Security in a Renewable Energy System*, EASE, June 2022, *op. cit.*, point 6.3., Table 2, p. 27.

CONCLUSION DU CHAPITRE 1

121. Le développement d'une production d'électricité renouvelable variable et intermittente ainsi que la réduction des centrales pilotables, notamment thermiques, va conduire à développer de nouveaux besoins de flexibilité pour garantir la sécurité et la fiabilité du système électrique. Ces besoins peuvent être couverts par plusieurs moyens de flexibilité tels que l'ajustement de la production d'électricité, la modulation de la demande, les réseaux, y compris les interconnexions, ainsi que le stockage d'électricité.

122. Le stockage d'électricité tend à se placer au premier rang des flexibilités, notamment en raison de ces caractéristiques originales. En assurant une flexibilité aussi bien à la hausse qu'à la baisse, le stockage d'électricité, est, selon la Commission européenne, « *particulièrement bien adapté pour fournir une gamme complète de services de flexibilité à différentes échelles et échéances*³²⁶ ».

123. Le stockage d'électricité présente effectivement de réelles opportunités pour accompagner le développement des énergies renouvelables variables et intermittentes, optimiser la gestion et le développement des réseaux, réduire les prix de l'électricité, diminuer le recours aux centrales thermiques émettrices de gaz à effet de serre et renforcer l'autoconsommation.

124. La diversité technologique reste un atout. Les différentes technologies de stockage sont utilisées différemment des unes des autres. Certaines peuvent rendre des services pour des applications de puissance, comme les batteries ou les volants d'inertie, d'autres des services d'énergie, comme les stations de transfert d'énergie par pompage ou le stockage d'électricité par hydrogène.

125. Après avoir abordé le sujet de l'étude d'un point de vue technique, il est dès à présent opportun de l'analyser du point de vue légal.

³²⁶ *Ibid.*, pp. 11-12.

CHAPITRE 2

L'IDENTIFICATION JURIDIQUE LACUNAIRE DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

126. Si la reconnaissance légale du « stockage d'énergie » par la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a permis de mettre fin à une approche juridique discordante et parfois infidèle, l'expression qu'elle a consacrée soulève encore quelques incertitudes. Mais l'une des importantes lacunes reste, à ce jour, l'absence de définition légale de la notion d'« opérateur de stockage ». En raison de certaines similitudes techniques entre les moyens de stockage et les moyens de production et de consommation d'électricité, il est aisé de minimiser le concept du stockage d'électricité, en assimilant l'opérateur de stockage de producteur et de consommateur final d'électricité. Cela peut entraîner des difficultés juridiques, notamment lorsqu'il s'agit d'identifier précisément ce qui relève du stockage d'électricité.

127. Ces questions soulignent la nécessité d'une compréhension approfondie et d'une clarification des concepts associés. Il est essentiel de distinguer clairement le stockage en tant que processus distinct de la production et de la consommation d'électricité. Bien que certaines technologies de stockage puissent avoir des fonctionnalités similaires à celles des moyens de production, ou des sites de consommation finale, elles remplissent une fonction spécifique en permettant de stocker l'énergie électrique pour une utilisation ultérieure. Une distinction suffisamment claire permettrait d'éviter les ambiguïtés et de faciliter l'identification et l'encadrement juridique approprié au stockage d'électricité. Une fois ces aspects clarifiés, le stockage d'électricité pourra jouer pleinement son rôle dans le système électrique.

128. Dans cette optique, il est nécessaire de parvenir à une clarification des notions qui gravitent autour du stockage d'électricité, à savoir l'activité de stockage d'électricité (**Section 1**), l'installation de stockage d'électricité (**Section 2**) et l'opérateur de stockage d'électricité (**Section 3**). Contrairement au chapitre précédent, qui adoptait exclusivement une approche technique du sujet, la présente étude amorce une analyse juridique du stockage d'électricité. Les connaissances techniques préalablement acquises seront précieuses pour enrichir l'analyse juridique et contribuer à la formulation de solutions visant à renforcer l'identification juridique du stockage d'électricité.

SECTION 1. – L’ACTIVITÉ DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ

129. La notion de « stockage d’électricité » a longtemps été appréhendée par les scientifiques et les économistes avant de l’être par les juristes. Si les textes juridiques ont été, certes, de plus en plus nombreux à consacrer cette expression, ils n’en ont pas donné le sens. La définition du « stockage d’énergie », concept incluant le « stockage d’électricité », a été consacrée pour la première fois par le droit de l’Union et plus précisément par la directive 2019/944. Si de prime abord, il est possible d’identifier aisément l’activité de stockage d’électricité, il est en revanche plus délicat d’en percevoir les frontières. Pour ces raisons, il convient, dans un premier temps, de s’intéresser à sa réception juridique (§1), puis, dans un second temps, de proposer une clarification de la notion (§2).

§1. – La réception juridique du « stockage d'électricité »

130. Le législateur de l'Union européenne a longtemps préféré une démarche pragmatique plutôt que conceptuelle. Le stockage d'électricité a été mentionné pour la première fois dans la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil 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'électricité³²⁷. L'article 2, point c), de cette directive, fait ainsi référence au terme « *stockage* » pour délimiter le champ d'application de la notion « électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables », l'électricité produite à partir des installations de stockage en étant exclut. Le stockage d'électricité a ensuite été consacré par 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 renouvelables³²⁸ qui, à son cinquante-septième considérant, estime « *nécessaire*³²⁹ » d'encourager « *l'utilisation de systèmes de stockage de l'énergie pour une production intermittente intégrée*³³⁰ ». À cet égard, l'article 16, paragraphe 1, de la présente directive, impose les États membres à prendre « *les mesures appropriées pour développer des installations de stockage [...] de manière à permettre la gestion du réseau électrique en toute sécurité* ».

131. En nombre limité, les législateurs nationaux se sont eux aussi saisis de la matière, mais de façon plus conceptuelle. Avant l'adoption du quatrième « paquet » énergie, la France, l'Allemagne et la Pologne ont défini le stockage par référence à l'installation de stockage. Malgré la marge d'appréciation dont les États bénéficiaient, aucun d'entre eux n'a saisi l'occasion pour définir l'activité de « stockage d'électricité »³³¹. En 2017, l'Allemagne a ainsi défini, sous l'angle du droit fiscal, le « *stockage stationnaire par batterie*³³² ». Moins restrictives, la Pologne et la France ont opté pour une approche technologiquement neutre du stockage. En droit polonais, la loi du 20 février 2015 relative aux énergies renouvelables définit le stockage d'électricité par le biais de la notion de « stockage d'énergie »³³³. L'article 2, point

³²⁷ JOUE, n° L 283, 27 octobre 2001, p. 33 – 40.

³²⁸ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JOUE, n° L 140, 5 juin 2009, p. 16 – 62).

³²⁹ V., en ce sens, 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, article 16, paragraphe 1.

³³⁰ *Ibid.*

³³¹ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, Annex 4, pp. 141-199.

³³² « *stockage stationnaire par batterie : un stockage rechargeable pour l'électricité à base électrochimique qui reste exclusivement à son emplacement géographique pendant le fonctionnement, qui est connecté en permanence au réseau d'alimentation et ne fait pas partie d'un véhicule. L'emplacement géographique est un point déterminé par des coordonnées géographiques* », Loi du 24 mars 1999 relative à la fiscalité de l'électricité (*Stromsteuergesetz*), article 2, alinéa 9 (version de 2018).

³³³ USTAWA z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Dz.U. 2015 poz. 478, s.1/181.

17), de la loi définit ainsi le « stockage d'énergie », dans le système électrique, comme : « *un dispositif autonome ou un ensemble de dispositifs utilisé pour stocker de l'énergie sous quelque forme que ce soit, qui ne provoque pas d'émissions dans l'environnement, et qui permet une récupération partielle de l'énergie*³³⁴ ». La France, plus précise, définit l'« *installation de stockage*³³⁵ » en se limitant au stockage d'électricité, l'électricité est ainsi restituée au réseau électrique. L'« *installation de stockage* » est définie notamment comme « *un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité.*³³⁶ ». Ces dispositions permettent ainsi de caractériser sans difficulté les contours de l'activité de stockage d'électricité visée, à savoir le stockage de l'électricité sous une autre forme, puis sa restitution au réseau électrique.

132. Afin d'encourager le développement du stockage d'électricité pour accompagner la progression des énergies renouvelables, le législateur de l'Union a décidé, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, de mettre un terme à son approche pragmatique.

133. La directive 2019/944, qui abroge la directive 2009/72/CE³³⁷, fait suite à un long processus de consultation et de réflexion initié par la Commission européenne en 2015³³⁸. À l'origine, la Commission visait notamment à « *adapter*³³⁹ » les règles du marché aux évolutions technologiques dans la production d'électricité, avec notamment le développement des énergies renouvelables. Pleinement consciente que le marché de l'électricité « *sera caractérisé par une production d'électricité plus variable et décentralisée*³⁴⁰ », la Commission souhaitait encourager le développement du stockage pour accélérer l'intégration de la production

³³⁴ *Ibid.*, (traduit par l'auteur).

³³⁵ V., en ce sens, Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2°.

³³⁶ « *Une installation de stockage est définie comme un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment liés aux moyens de transport ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté.* »

³³⁷ V., en ce sens, Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 72.

³³⁸ V., notamment, « Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique », Paquet « Union de l'énergie », Commission européenne, 25 février 2015, COM(2015) 80 final et « Une énergie propre pour tous les Européens », Commission européenne, 30 novembre 2016, COM(2016) 860 final.

³³⁹ Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), European Commission, 23 February 2017, COM(2016) 0864 final, p. 4.

³⁴⁰ *Ibid.*, p. 3.

d'électricité renouvelable et ainsi rendre les marchés « *plus flexibles*³⁴¹ ». À l'issue de la proposition de directive sur les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, la Commission a établi de nouvelles règles à l'égard du stockage d'énergie, de sorte à harmoniser, clarifier et simplifier les règles y afférentes. À cette occasion, une définition de la notion de « stockage d'énergie » a été proposée.

134. La définition initiale a fait l'objet d'importantes modifications au cours des travaux préparatoires. À l'origine, la Commission avait l'intention de définir le « stockage d'énergie » comme : « *dans le système électrique, le report d'une partie de l'électricité qui a été produite jusqu'au moment de son utilisation soit par consommation finale, soit par conversion en un autre vecteur d'énergie.*³⁴² ». La définition a été modifiée substantiellement par le Parlement européen³⁴³, sur les propositions de la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie³⁴⁴. Les modifications apportées ont notamment eu pour objet de préciser davantage cette notion, dont la définition est restée inchangée jusqu'à l'adoption de la directive.

135. Nonobstant les évolutions terminologiques, la notion de « stockage d'énergie » est aujourd'hui définie à l'article 2, point 59), de la directive 2019/944, comme « *dans le système électrique, le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ».

136. La lecture de cette définition a été détaillée par la Commission dans un document de travail du 14 mars 2023 intitulé « Stockage d'énergie - Soutenir un système énergétique européen décarboné et sûr ». Cette définition peut être divisée en trois sous-ensembles. Ainsi, le stockage d'énergie consiste dans : l'« *(i) absorption de l'électricité à partir du réseau électrique ou d'une centrale de production d'électricité directement connectée [à l'installation de stockage] ; (ii) le stockage de cette électricité sous forme d'électricité ou de tout autre vecteur énergétique ; et (iii) la reconversion de l'énergie stockée en électricité (power-to-x-to-*

³⁴¹ « Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique », Commission européenne, 25 février 2015, *op. cit.*, p. 11.

³⁴² Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), European Commission, 23 February 2017, COM(2016) 0864 final, article 2, point 47.

³⁴³ V., en ce sens, Résolution législative du Parlement européen du 26 mars 2019 sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte) (COM(2016)0864 – C8-0495/2016 – 2016/0380(COD)), P8_TA-PROV(2019)0226, article 2, point 59).

³⁴⁴ V., en ce sens, Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), 27 February 2018, Committee on Industry, Research and Energy, (COM(2016)0864 – C8-0495/2016 – 2016/0380(COD)).

power) ou l'utilisation de l'énergie stockée comme un autre vecteur énergétique lui-même (power-to-x).³⁴⁵ ».

137. La définition de la notion de « stockage d'énergie » dissimule ainsi deux concepts distincts.

138. Le premier concerne l'activité qui consiste à convertir de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée puis la reconversion ultérieure de cette énergie en énergie électrique. Dans le langage technique, cette activité est communément appelée « *stockage d'électricité* » ou encore « *Power-to-X-to-Power* ». Dans le libellé de l'article 2, point 59), de la directive 2019/944, cette activité se dissimule à deux reprises : une première fois, avec les termes : « *report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite* » et une seconde fois avec les termes : « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique* ».

139. Le deuxième concerne l'activité qui consiste à convertir de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée puis l'utilisation de cette énergie comme autre vecteur d'énergie. Dans le langage technique, cette activité est communément appelée « *Power-to-X* ». L'énergie stockée (e.g. hydrogène, chaleur) n'est pas reconvertie en électricité, mais utilisée comme telle. Ce type de stockage est utilisé notamment dans l'industrie ou dans le secteur du transport.

§2. – Une clarification nécessaire

140. L'intérêt porté au stockage d'électricité s'est intensifié ces dernières années et en particulier depuis l'Accord de Paris adopté le 12 décembre 2015. En l'absence de consensus, la littérature spécialisée a usé de nombreux vocables pour qualifier le « stockage d'énergie » dans le système électrique : « *stockage d'énergie* », « *stockage d'électricité* », « *stockage de l'énergie électrique* ». Ces termes ont, le plus souvent, été utilisés de manière alternative, laissant penser que tous ont une signification commune³⁴⁶.

³⁴⁵ “Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system”, European Commission, SWD(2023) 57 final, 14 march 2023, *op. cit.*, p. 7 (traduit par l'auteur).

³⁴⁶ V., en ce sens, ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, 2013, *op. cit.* ; MULTON (B.), AUBRY (J.), HAESSIG (P.) et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », *Techniques de l'ingénieur*, 10 avril 2013, BE8100V1, 28 p. ; NGÔ (C.), « Stockage de l'énergie », *Techniques de l'ingénieur*, 10 juillet 2016 ; ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.* ; « Study on Energy Storage », ENTEC, European Commission, March 2023, *op. cit.*

141. Sans mettre fin à ce désordre, qui nuit à l'identification de la notion, le législateur de l'Union a pu, en conférant une définition législative au « stockage d'énergie », caractériser et délimiter les contours de cette activité. Si cet apport juridique confère un sens juridique au « stockage d'électricité », la définition retenue peut susciter quelques interprétations.

142. Loin de dissiper les doutes qui gravitent autour de la notion de « stockage d'énergie » dans le système électrique, le législateur national les a renforcés, en ayant eu recours à de nombreuses notions pour désigner cette activité. Afin de préserver l'intelligibilité et la clarté de la loi, il est proposé, tout d'abord, de clarifier la notion de « stockage d'électricité » (A), avant d'inviter à harmoniser les termes s'y référant (B).

A. Clarifier la notion de « stockage d'électricité »

143. En l'état actuel du droit, le « stockage d'électricité » est défini à travers la notion de « stockage d'énergie ». En vertu de l'article 2, point 59), de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, et l'article L. 352-1 du code de l'énergie, le « stockage d'énergie » désigne, dans le système électrique, *« le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie »*.

144. Comme il a été vu précédemment, la première partie de ce libellé, à savoir *« le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique »*, traduit l'activité de stockage qui consiste à convertir de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée puis la reconversion ultérieure de cette énergie en énergie électrique, à savoir le « stockage d'électricité ».

145. Il peut être remarqué que la première occurrence de la conjonction de coordination « *ou* » est susceptible de porter à confusion. Dans le langage courant, la conjonction « *ou* » possède plusieurs sens. Selon l'Académie française, il peut être utilisé, entre

autres, pour préciser une alternative³⁴⁷, une équivalence³⁴⁸, une précision³⁴⁹ ou encore une approximation dans l'évaluation de quelque chose³⁵⁰.

146. Cette rédaction laisse place à trois interprétations.

147. Premièrement, le terme « ou » peut être interprété comme une alternative, ce qui conduirait à considérer que le « stockage d'énergie », tel que défini à l'article L. 352-1 du code de l'énergie, revêt trois concepts diamétralement différents, à savoir : (i) « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite* » (ii) « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique* » et (iii) « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ».

148. Deuxièmement, le terme « ou » peut être interprété comme une équivalence. Ainsi, l'on déduirait que les mots « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite* » sont équivalents aux deux concepts de stockage présentés dans la seconde partie de la définition³⁵¹.

149. Troisièmement, le terme « ou » peut être interprété comme étant à la fois une précision et une équivalence au premier concept³⁵². En d'autres termes, le « report de l'électricité » correspondrait à « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ».

150. Les deux premières hypothèses ne convainquent guère. Le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite invite à ce que l'électricité qui a été prélevée et stockée, soit utilisée, une nouvelle fois, pour être consommée,

³⁴⁷ « Ou », Académie française, 9^e édition : « *Ou sert à unir dans une même phrase les deux termes d'une alternative, deux éléments d'un discours ayant même fonction, et dont l'un exclut l'autre [...]* ».

³⁴⁸ *Ibid.*, « *Ou sert à marquer une équivalence entre deux termes désignant une même réalité, entre deux dénominations appliquées à une même personne, à une même chose* ».

³⁴⁹ *Ibid.*, « *Renforcé par un adverbe, ou sert à introduire une précision, une explication, une restriction, à nuancer ce qui vient d'être dit.* ».

³⁵⁰ *Ibid.*, « *Ou sert à marquer l'approximation dans une évaluation, un calcul.* ».

³⁵¹ « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ».

³⁵² « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ».

cette fois-ci, de manière « finale ». Cela exclut, *de facto*, l'opération de stockage qui n'implique pas de reconversion en électricité (« *power-to-x* »). Le « *report de l'utilisation finale de l'électricité* » est, au fond, analogue à l'opération qui consiste à convertir de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique. En effet, le report de l'utilisation finale de l'électricité, c'est-à-dire son utilisation à un moment ultérieur, intervient, en réalité, après une phase de stockage, dans la mesure où il y a un « report » de cette utilisation. La conversion de l'énergie électrique en une autre énergie pour être stockée et la reconversion ultérieure en électricité entraîne également le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite.

151. Dès lors, il peut être déduit de l'emploi du terme « ou » que « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite* » est utilisé pour marquer une équivalence aux mots « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique* ».

152. À la lumière de ces considérations, une précision de la Commission européenne sur la structure et le sens de la définition du « stockage d'énergie », figurant à l'article 2, point 59), de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité serait fortement appréciée. Pour éliminer toute confusion, la Commission pourrait utilement apporter des précisions au sein d'un document de travail ou d'une communication à l'égard du stockage d'électricité.

B. Harmoniser les termes se référant au stockage d'électricité

153. Plusieurs notions sont utilisées de manière indifférenciée pour décrire le stockage d'électricité. En droit de l'Union, le législateur a recours aux expressions « *stockage d'énergie*³⁵³ », « *stockage de l'énergie*³⁵⁴ » et « *stockage d'électricité*³⁵⁵ ». Le défaut d'intelligibilité est particulièrement prégnant en droit français. En effet, le législateur a eu

³⁵³ V., notamment, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

³⁵⁴ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

³⁵⁵ V., en ce sens, Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 21, paragraphe 2, point b).

recours à plusieurs notions, neuf exactement. Il utilise ainsi les expressions « *stockage*³⁵⁶ », « *stockage d'énergie*³⁵⁷ », « *stockage de l'énergie*³⁵⁸ », « *stockage des énergies*³⁵⁹ », « *stockage des énergies renouvelables*³⁶⁰ », « *stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau*³⁶¹ », « *stockage d'énergie dans le système électrique*³⁶² », « *stockage de l'électricité*³⁶³ » et « *stockage d'électricité*³⁶⁴ ».

154. Toute la question est de savoir s'il existe une différence entre ces notions. L'analyse peut se limiter au droit français, les textes régissant les règles du marché intérieur de l'électricité utilisant, sans exception, la notion de « *stockage d'énergie* » pour décrire le stockage de l'énergie dans le système électrique³⁶⁵.

155. Il est intéressant de relever que le législateur national accole au terme « *stockage* » soit le mot « *énergie* » soit le mot « *électricité* ». Si l'électricité est considérée comme une énergie, l'énergie peut prendre plusieurs formes, parmi lesquelles la chaleur, le gaz ou encore l'électricité.

156. Il convient donc de s'interroger sur le fait de savoir s'il a entendu instituer, dans la législation applicable au secteur de l'électricité, une différence entre le « *stockage d'énergie* » et le « *stockage d'électricité* ».

157. S'agissant de la signification du « *stockage d'énergie* », l'article 2, point 59), de la directive 2019/944, et l'article L. 352-1 du code de l'énergie, définissent, pour mémoire, le « *stockage d'énergie* », comme dans le système électrique, « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie* ». Il a été vu précédemment, et ce par une lecture *ad litteram*, que ce libellé concentre deux sous-catégories de stockage, ayant chacune leur finalité propre. Il s'agit, d'une part, du stockage d'électricité, c'est-à-dire l'activité ayant pour finalité la

³⁵⁶ V., notamment, C. énergie, articles L. 144-1 A, 11° et L. 322-8, 1°.

³⁵⁷ V., notamment, C. énergie, articles L. 321-6 et L. 322-11.

³⁵⁸ C. énergie, articles L. 100-2, 9° et L. 141-5-2, I, alinéa 2.

³⁵⁹ C. énergie L. 141-2, 4°.

³⁶⁰ C. énergie, article L. 100-1 A, I, 3°.

³⁶¹ C. énergie, article L. 341-4-2, 2°.

³⁶² C. énergie, articles L. 111-1, L. 134-18, L. 141-8, alinéa 3, L. 211-2-1, alinéa 1, L. 352-1, L. 352-2.

³⁶³ C. énergie, article L. 100-4, I, 4° bis.

³⁶⁴ V., notamment, C. énergie, articles L. 121-7, 2°, b) et f), L. 121-8-2, L. 141-5, II, 5°, L. 142-9-1, alinéa 1, L. 292-2, 1°, L. 321-11, alinéa 5, L. 321-17-2, L. 352-1-1.

³⁶⁵ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité et Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

restitution de l'énergie électrique au réseau (« *power-to-x-to-power* »), et d'autre part, du stockage d'énergie dont la finalité est l'utilisation directe de l'énergie, produite à partir de l'électricité soutirée par l'installation de stockage, en tant que vecteur énergétique (« *power-to-x* »³⁶⁶). Dès lors, lorsque le législateur utilise le terme « stockage d'énergie », du moins dans les dispositions se référant au secteur de l'électricité, celui-ci entend faire figurer dans le champ des dispositions concernées deux types d'opérations : celle qui consiste à reconverter l'énergie en électricité et celle qui utilise l'énergie stockée sans la transformer, à nouveau, en électricité.

158. Le tableau se complique un peu s'agissant de la signification du « stockage d'électricité ». En l'absence de définition légale, celle-ci peut être établie conformément à la littérature spécialisée. Comme il a été vu précédemment, il existe un consensus à l'égard de l'électricité et de son stockage : l'électricité ne se stocke pas directement³⁶⁷, du moins en grande quantité. Si le stockage de l'électricité est possible, il ne l'est que dans des proportions restreintes, eu égard à la faible densité d'énergie qui peut être stockée³⁶⁸. Il paraît juste de rappeler que l'électricité peut être directement stockée sans transformation préalable à partir des supercondensateurs et supraconducteurs. Certains auteurs s'interrogent toutefois si ces technologies de stockage peuvent « *directement*³⁶⁹ » stocker de l'électricité. Sur le plan technique donc, le stockage d'électricité s'entend comme le stockage de l'énergie électrique, sans que celui-ci nécessite une transformation préalable.

159. Il peut toutefois être considéré que le « stockage d'électricité » s'inscrit, plus largement, dans la catégorie des technologies de stockage des énergies (gaz naturel, produits pétroliers, chaleur, etc.). Tant la littérature juridique que celles des sciences reconnaissent, à ce propos, l'existence de différents types de stockage d'énergie qui s'apprécient selon le vecteur énergétique entrant. Le stockage de chaleur ou encore celui du gaz naturel en sont des exemples. Ainsi, pour ce qui est de l'électricité, qui est un vecteur énergétique, son stockage pourrait donc être qualifié tout naturellement sous le vocable « *stockage d'électricité* ».

³⁶⁶ « X » étant l'énergie qui a été produite à partir d'électricité et qui peut être stockée, contrairement à l'électricité.

³⁶⁷ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.), et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, p. 3 ; BEEKER (E.), LAVERGNE (R.), « Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ? », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, 2019/1 (N° 93), Éditions Institut Mines-Télécom, pp. 33-40, p. 33 ; LAVERGNE (R.), PAVEL (I.), FAUCHEUX (I.), Stockage stationnaire d'électricité, CGE, 13 mars 2019, 57 p., p. 3 ; MARQUET (A.), LEVILLAIN (C.), DAVRIU (A.) et al., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », *Techniques de l'ingénieur*, D4030 V1, (s.d.), 29 p., p. 2.

³⁶⁸ 2 à 5 Wh/kg contre 200 à 300 Wh/kg pour les accumulateurs au lithium. V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.4.4.2., p. 37 et point 3.1.7., p. 46 ; MULTON (B.), AUBRY (J.), HAESSIG (P.) et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », *Techniques de l'ingénieur*, 10 avril 2013, BE8100V1, 28 p., point 2.1, p. 5.

³⁶⁹ MULTON (B.), AUBRY (J.), HAESSIG (P.) et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », *Techniques de l'ingénieur*, 10 avril 2013, BE8100V1, 28 p., point 1.1., pp. 2-3.

160. D'ailleurs, il paraît évident, du moins hautement vraisemblable, qu'en utilisant la notion de « stockage d'électricité », le législateur n'ait pas souhaité exclure les technologies de stockage qui ne peuvent pas stocker « directement » de l'électricité, à savoir les stations de transfert d'énergie par pompage, les batteries, les volants d'inertie, le stockage par air comprimé ou encore le stockage par hydrogène.

161. Plusieurs dispositions qui abordent le stockage sous la notion de « stockage d'électricité » n'excluent pas ces technologies. Trois exemples peuvent être donnés. En premier lieu, l'article L. 100-4 du code de l'énergie dispose que : « *I.-Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs : (...) 4° bis D'encourager la production d'énergie hydraulique, notamment la petite hydroélectricité, en veillant à maintenir la souveraineté énergétique, à garantir la sûreté des installations hydrauliques et à favoriser le stockage de l'électricité* ». Les termes « *stockage de l'électricité* » font ici référence au stockage de la filière hydraulique, à savoir les stations de transfert d'énergie par pompage. En deuxième lieu, l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie dispose que : « *Lorsque les capacités de stockage d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie [...], l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres* » pour développer les capacités de stockage, « *en distinguant, le cas échéant, les différentes catégories de stockage parmi lesquelles les stations de transfert d'énergie par pompage, les batteries et l'hydrogène*³⁷⁰ ». Enfin, en troisième lieu, et de manière plus indirecte, l'article L. 142-9-1 du code de l'énergie dispose qu'« *[u]n registre national des installations de production et de stockage d'électricité est mis à la disposition du ministre chargé de l'énergie par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité*.³⁷¹ », lequel s'applique, en vertu de l'arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, à toutes les technologies de stockage, parmi lesquelles « *les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie*.³⁷² ».

162. Des considérations qui précèdent, il faut sans doute en déduire deux hypothèses : soit le législateur a assimilé « stockage d'électricité » avec le « stockage d'énergie », et par conséquent la notion de « stockage d'électricité » doit être lue comme le « stockage d'énergie », soit il a souhaité, en opposant la notion de « stockage d'énergie » à celle de « stockage d'électricité », opérer une distinction selon la finalité de l'opération de stockage.

³⁷⁰ C. énergie, article L. 352-1-1, alinéa 1.

³⁷¹ C. énergie, article L. 142-9-1, alinéa 1.

³⁷² Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2°.

163. La première, bien qu'admissible, paraît la moins probable. Certes, ces qualifications sont utilisées de manière alternative par la littérature spécialisée, et ce même dans la documentation administrative³⁷³. Pourtant, les auteurs spécifient que le stockage de l'électricité n'est pas plausible, du moins dans des proportions très limitées. Cette utilisation irrégulière des termes a, probablement, influé le législateur, qui a pu, au cours des travaux parlementaires, s'appuyer sur cette doctrine.

164. Seulement, tout porte à croire qu'il s'agit de la seconde hypothèse. À titre liminaire, il peut être utile de rappeler que le « stockage d'énergie », tel qu'il est appréhendé en science de l'ingénierie et en sciences juridiques, poursuit deux finalités distinctes lorsqu'il est appréhendé dans le système électrique : soit l'électricité est restituée au réseau, soit l'énergie produite à partir de l'électricité soutirée par l'installation de stockage est utilisée en tant que vecteur d'énergie. Il est intéressant d'observer que, lorsque le législateur a l'intention de limiter le stockage d'énergie à la restitution de l'électricité au réseau électrique, celui-ci utilise quasi systématiquement³⁷⁴ la notion « *stockage d'électricité*³⁷⁵ ». À l'inverse, lorsqu'il entend établir des dispositions à l'égard du stockage d'énergie, entendu au sens large, c'est-à-dire au sens de l'article L. 352-1 du code de l'énergie³⁷⁶, il utilise essentiellement³⁷⁷ la notion de « *stockage d'énergie* », ainsi que les notions qui gravitent autour³⁷⁸. En utilisant la notion « *stockage d'électricité* », le législateur entendrait donc limiter le stockage d'énergie, dans le système électrique, à l'opération par laquelle l'électricité est restituée au réseau. C'est d'ailleurs la lecture du groupe d'experts sur le stockage d'énergie constitué par l'ACER et l'ENTSO-E dans le cadre de la révision des codes de réseau applicable au secteur de l'électricité. Dans un des deux rapports publiés en juin 2019³⁷⁹, les experts distinguent, à ce propos, le « stockage d'énergie » du « stockage d'électricité ». Le stockage d'énergie serait « *assez différent*³⁸⁰ » du stockage d'électricité, puisqu'il « *prélève uniquement de l'électricité du réseau électrique et la convertit en une autre forme d'énergie (par exemple, énergie mécanique ou chaleur), sans - la*

³⁷³ V., par exemple, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 – 2024-2028, point 5.3.6., p. 189.

³⁷⁴ L'article L. 341-4-2, 2° du code de l'énergie utilise les termes « *stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau* ».

³⁷⁵ V., en ce sens, C. énergie, articles L. 100-4, I, 4° bis, L. 121-7-2°, b) et f), L. 121-8-2, L. 142-9-1, L. 321-11, L. 321-17-2, L. 352-1-1.

³⁷⁶ L'article L. 352-1 du code de l'énergie, qui définit la notion de « *stockage d'énergie dans le système électrique* », poursuit deux finalités différentes : (i) l'électricité est restituée au réseau ou (ii) l'énergie produite à partir de l'électricité soutirée par l'installation de stockage est utilisée en tant que vecteur d'énergie.

³⁷⁷ L'article L. 321-17-1 du code de l'énergie se limite au stockage d'énergie dans le système électrique avec une restitution de l'électricité au réseau.

³⁷⁸ V., en ce sens, les notions « *stockage d'énergie* » (C. énergie, articles L. 321-6 et L. 322-11), « *stockage des énergies renouvelables* » (C. énergie, article L. 100-1 A, I, 3°), « *stockage d'énergie dans le système électrique* » (C. énergie, articles L. 111-1, L. 134-18, L. 141-8, alinéa 3, L. 211-2-1, alinéa 1, L. 352-1, L. 352-2). Des doutes existent quant aux dispositions des articles L. 100-2, 9° et L. 141-5-2, I, alinéa 2 du code de l'énergie.

³⁷⁹ V., en ce sens, Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*

³⁸⁰ *Ibid.*, p. 9.

[reconvertir ultérieurement] en électricité³⁸¹ ». À l'inverse, selon le groupe d'experts, il faudrait entendre par stockage d'électricité « la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, le stockage de cette énergie et la reconversion ultérieure de cette énergie en énergie électrique³⁸² ».

165. Aujourd'hui, la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables est un exemple concret du manque de rigueur du législateur national quant à l'utilisation des termes se référant au « stockage d'électricité ». Le texte, qui a pour objectif de faciliter le développement des énergies renouvelables dans le mix de production électrique français, utilise, par intervalles, les notions de « *stockage d'électricité*³⁸³ », « *stockage d'énergie*³⁸⁴ », « *stockage d'énergie dans le système électrique*³⁸⁵ », « *stockage par batterie*³⁸⁶ » ou encore « *stockage d'énergies renouvelables*³⁸⁷ ». Cette dernière notion, qui n'a pas été définie par la loi, ni même par les textes du droit de l'Union, interpelle. En effet, il est impossible, à ce jour, de suivre les électrons depuis leur lieu de production d'électricité. Par une lecture *ad litteram* des termes « stockage d'énergies renouvelables », cette notion appelle à suivre une lecture combinée des dispositions des articles L. 351-1 et L. 211-2 du code de l'énergie, définissant respectivement le « stockage d'énergie » et les « énergies renouvelables ». Si cette lecture est suivie, les dispositions recourant à la notion de « stockage d'énergies renouvelables » excluraient, par voie de conséquence, les moyens de stockage raccordés directement au réseau et ceux raccordés exclusivement à une installation de production de source non renouvelable. Julie Guillemet et Corentin Baschet observent, à cet égard, que cette restriction sémantique est susceptible d'exclure « *plus de la moitié*³⁸⁸ » des installations de stockage d'énergie du champ d'application des dispositions concernées. Des députés avaient d'ailleurs proposé de supprimer cet usage sémantique extrêmement restrictif pour d'autres dispositions³⁸⁹.

166. Cet usage confus ne manquera pas de soulever des interprétations divergentes, et porte en germe des contentieux potentiels. Comme l'affirmait Camus, « *mal nommer un objet, c'est ajouter au malheur de ce monde*³⁹⁰ ». Dès lors, il pourrait être suggéré, si le

³⁸¹ *Ibid.* (traduit par l'auteur).

³⁸² *Ibid.*, p. 13 (traduit par l'auteur).

³⁸³ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, article 15, II, 2°, b) et 9°, b), 14° et 15°, a).

³⁸⁴ *Ibid.*, article 37, III et article 38.

³⁸⁵ *Ibid.*, article 19, I et II.

³⁸⁶ *Ibid.*, article 37, II.

³⁸⁷ *Ibid.*, article 15, VII, article 42, article 90, I et article 91, 1° et 2°.

³⁸⁸ GUILLEMET (J.), BASCHET (C.), « Stockage d'énergie : les conséquences de la loi sur l'accélération de la production d'énergies renouvelables », *Actu-environnement*, 14 avril 2023.

³⁸⁹ V., en ce sens, Amendements CE289, CE179, CE637, CE200 et CE861, Projet de loi adopté par le Sénat relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, 8 novembre 2022, n° 443.

³⁹⁰ CAMUS (A.), *Philosophie de l'expression, Œuvres complètes*, Gallimard, 2008, Tome I, p. 908.

législateur entend distinguer le « stockage d'énergie »³⁹¹ du « stockage d'électricité »³⁹², de définir clairement ces deux notions. Faut-il en effet rappeler qu'aujourd'hui la notion de stockage d'énergie intègre à la fois (i) la conversion de l'électricité en une autre forme d'énergie, sans reconversion en électricité et (ii) la conversion de l'électricité en une autre forme d'énergie qui peut être stockée et qui est reconvertie en électricité. Dans l'avenir, si le législateur venait à consacrer une définition du « stockage d'électricité », il pourrait être suggéré, à des fins d'intelligibilité et de clarté de la loi, d'harmoniser autant que possible ces notions dans le code de l'énergie pour éviter toutes controverses. L'exigence de cette mesure permettrait, *in fine*, de limiter les interprétations et de favoriser le développement de la filière du stockage.

³⁹¹ Entendu comme la conversion de l'électricité en une autre forme d'énergie, sans reconversion en électricité.

³⁹² Entendu comme la conversion de l'électricité en une autre forme d'énergie qui peut être stockée et qui est reconvertie en électricité.

SECTION 2. – L’OPÉRATEUR DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ

167. L’opérateur de stockage, entendu ici comme la personne exploitant l’installation de stockage d’électricité, exerce une activité encore mal comprise. Pourtant, la présence de l’opérateur de stockage dans le système électrique n’est pas nouvelle. Il peut même être considéré comme un acteur « historique » du système électrique. Construites dans les années 1970 et 1980, les stations de transfert d’énergie par pompage ont participé, pendant plusieurs décennies, au maintien du bon fonctionnement du système électrique français et européen. Ces installations qui étaient catégorisées à la fois comme des installations de production et de consommation d’électricité ont conduit naturellement à ce que les exploitants de ces installations soient considérés à la fois comme des producteurs et des consommateurs finals d’électricité.

168. Le régime juridique dans lequel les législateurs successifs ont tenté de maintenir l’opérateur de stockage d’électricité a été rattrapé par le nouveau cadre organisant les règles du marché intérieur de l’électricité qui définit et caractérise le stockage d’électricité comme une activité indépendante de la production et de la consommation d’électricité.

169. En dépit des avancées législatives dans ce domaine, l’opérateur de stockage pâtit toujours d’une identification lacunaire (§1). Si la reconnaissance du stockage d’énergie s’est concrétisée par la création d’un nouveau concept juridique pour désigner l’exploitant de l’installation de stockage d’énergie, le législateur de l’Union, et au demeurant le législateur national, n’est pas intervenu pour le définir. Face à ce constat, il convient de plaider en faveur d’une définition de l’opérateur de stockage (§2).

§1. – Une identification encore lacunaire

170. Alors même qu'ils lui consacrent des prérogatives, les textes de l'Union européenne ne livrent aucune définition de la notion de l'opérateur de stockage d'électricité (A). L'absence de définition légale n'est pas sans conséquence (B).

A. Une définition en construction

171. La qualification de l'opérateur de stockage n'est pas aisée à appréhender, principalement parce qu'aucun des législateurs n'est intervenu pour définir la notion d'« opérateur de stockage d'énergie ». Cette absence de définition légale reste sujette à caution eu égard au traitement réservé aux autres acteurs du système électrique qui, sans exception, ont tous été définis par les textes. Tel est le cas notamment du « producteur³⁹³ » d'électricité, du « client³⁹⁴ » (y compris du « client actif³⁹⁵ »), de l'« agrégateur indépendant³⁹⁶ », du « gestionnaire de réseau de distribution³⁹⁷ » et du « gestionnaire de réseau de transport³⁹⁸ ». Il est, au demeurant, regrettable que les derniers textes en droit interne n'apportent aucun éclairage sur cette notion pourtant centrale. Les deux ordonnances de transposition de la directive 2019/944 et du règlement 2019/943, n'ont pas apporté de solution, ni même les lois successives qui sont intervenues au cours des dernières années dans le secteur de l'électricité³⁹⁹.

172. À défaut de définir la notion d'opérateur de stockage d'énergie, les textes de l'Union, ainsi que les textes français, ont développé des notions connexes pour le caractériser. Ainsi, l'opérateur de stockage est désigné, de manière aléatoire, en tant que « gestionnaire d'installation de stockage d'énergie⁴⁰⁰ » et « propriétaire d'installation de stockage d'énergie⁴⁰¹ » par la directive 2019/944, le code de l'énergie préférant les termes « exploitant d'installation de stockage d'énergie⁴⁰² ». Cette pratique se retrouve également dans la doctrine

³⁹³ Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 38).

³⁹⁴ *Ibid.*, article 2, point 1).

³⁹⁵ *Ibid.*, article 2, point 8).

³⁹⁶ Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 19).

³⁹⁷ *Ibid.*, article 2, point 29).

³⁹⁸ *Ibid.*, article 2, point 35).

³⁹⁹ V., notamment, Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (*JORF*, n° 0189 du 17 août 2022) et Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (*JORF*, n° 0060 du 11 mars 2023).

⁴⁰⁰ V., en ce sens, Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 31, paragraphe 8, article 32, paragraphe 2, article 40, paragraphe 3, point b), et paragraphe 6.

⁴⁰¹ V., en ce sens, Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphes 1 et 2 et article 54, paragraphes 1 et 2.

⁴⁰² V., en ce sens, C. énergie, article L. 321-6, I, article L. 321-11, cinquième alinéa, article L. 134-18, premier alinéa et article L. 141-8, troisième alinéa.

administrative. Ainsi, pour désigner l'opérateur de stockage d'électricité, la Commission de régulation de l'énergie (« CRE ») utilise les termes suivants : « *opérateur de stockage*⁴⁰³ », « *stockeur*⁴⁰⁴ » ou encore « *exploitant*⁴⁰⁵ » d'installation de stockage.

173. Cette absence de définition conduit les opérateurs de stockage à interpréter, si ce n'est deviner, leurs droits et obligations, ce qui est un vecteur d'insécurité juridique. D'ailleurs, parmi les principales revendications des acteurs de la filière de stockage, figure la consécration d'une authentique définition de l'opérateur de stockage d'électricité. À la suite de son appel à contribution organisé au mois de janvier 2019 portant sur les barrières au stockage d'électricité en France, la CRE a relevé, dans ses conclusions, publiées dans un document de réflexion et de proposition en septembre 2019, que la majorité des contributeurs ont manifesté un tel souhait⁴⁰⁶. Une définition de l'opérateur de stockage leur paraît même « *indispensable au développement du stockage en France*⁴⁰⁷ ».

174. Les justifications avancées à la création d'une telle reconnaissance légale sont de plusieurs ordres. D'une part, les parties prenantes considèrent qu'elle permettrait d'« *adapter le droit aux spécificités intrinsèques du stockage*⁴⁰⁸ ». D'autre part, elles avancent que cette mesure aurait l'intérêt de « *faciliter l'accès aux réseaux et la participation aux mécanismes de marchés en définissant des règles ad hoc pour le stockage*⁴⁰⁹ ». Ensuite, les parties estiment que la reconnaissance légale de l'opérateur de stockage permettrait de « *définir clairement les droits et obligations [qui lui sont] attachés*⁴¹⁰ », mais aussi de « *clarifier la distinction entre le stockage et les activités de production et de fourniture*⁴¹¹ ». Cette reconnaissance permettrait, au demeurant, de faciliter les relations entre l'opérateur de stockage et les autres acteurs de marché⁴¹². Enfin, en dotant l'opérateur de stockage d'une définition légale, les parties prenantes considèrent qu'il serait plus simple de « *justifier un traitement tarifaire et fiscal différent*⁴¹³ ».

⁴⁰³ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 6.

⁴⁰⁴ V., notamment, *Ibid.*, p. 12, p. 20, p. 22 et Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2023-13, 26 janvier 2023, p. 33.

⁴⁰⁵ V., notamment, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2023-13, *op. cit.*, p. 33.

⁴⁰⁶ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, *op. cit.*, point 1.1., p. 6.

⁴⁰⁷ *Ibid.*

⁴⁰⁸ *Ibid.*

⁴⁰⁹ *Ibid.*

⁴¹⁰ *Ibid.*

⁴¹¹ *Ibid.*

⁴¹² V., en ce sens, *Réponse à l'appel à contributions CRE sur le stockage de l'électricité par batteries*, ADEME, Février 2019, 15 p., p. 11.

⁴¹³ *Ibid.*

175. La CRE reste néanmoins réticente à la reconnaissance légale de l'opérateur de stockage. Selon le régulateur, la question reste complexe et nécessite une réflexion au sein du groupe de travail dédié au stockage d'électricité qu'elle a initié avec la Direction Générale de l'Énergie et du Climat du Ministère de la Transition énergétique. Si la reconnaissance légale apporte de précieux avantages, tels que plus « *de sécurité juridique, de transparence et in fine de sécurisation des décisions d'investissement* »⁴¹⁴, la CRE estime qu'il n'y a pas besoin d'une telle reconnaissance pour y répondre. Elle considère qu'une mise en cohérence et une évolution du cadre juridique actuel suffisent⁴¹⁵. Elle reste néanmoins réceptive à une telle évolution en indiquant que des approfondissements restent « *nécessaires* »⁴¹⁶.

B. Les conséquences

176. L'opérateur de stockage est une personne qui pratique une activité de stockage d'électricité. Pourtant, l'absence de définition, qui lui permettrait de se démarquer des autres acteurs du système électrique, ainsi que les spécificités des installations de stockage d'électricité, qui seront étudiées dans les développements qui suivent, conduisent, d'une part, à des assimilations inexactes qui détournent le concept de son objet (1), et d'autre part, à des interprétations qui iraient, potentiellement, à l'opposé des intentions du législateur (2).

1. Un concept détourné de son objet par des assimilations inexactes

177. L'absence d'une définition légale de l'opérateur de stockage d'électricité conduit à considérer implicitement les opérateurs de stockage d'électricité comme des « *producteurs* » d'électricité, au sens de l'article 2, point 38), de la directive 2019/944, lorsqu'ils injectent de l'électricité sur le réseau électrique et de « *clients finals* », au sens de l'article 2, point 3), de la directive 2019/944, lorsqu'ils soutirent de l'électricité de ce réseau. Cette assimilation n'est pas sans conséquence juridique, puisqu'elle entraîne avec elle l'application d'un corps de règles spécifique, propre aux producteurs et aux consommateurs d'électricité. Elle conduit, au demeurant, à faire disparaître la singularité du stockage d'électricité qui se démarque de la production et de la consommation d'électricité. Pourtant, sur le plan juridique, l'opérateur de stockage d'électricité n'est ni un « *producteur* » d'électricité (a) ni un « *client final* » (b).

⁴¹⁴ *Le stockage d'électricité en France*, Document de réflexion et de proposition, CRE, *op. cit.*, point 1.1., p. 6.

⁴¹⁵ *Ibid.*

⁴¹⁶ *Ibid.*

a) L'opérateur de stockage n'est pas un « producteur » d'électricité

178. La notion de « producteur » d'électricité est définie de manière très large, conformément à l'article 2, point 38), de la directive 2019/944, comme « *une personne physique ou morale qui produit de l'électricité* ».

179. D'un point de vue technique, il semble évident que l'opérateur de stockage d'électricité « *produit de l'électricité* ». Les conclusions de l'avocat général dans l'affaire XY apportent d'intéressantes précisions à ce propos. En effet, sur le plan physique, il rappelle que la production d'électricité « *n'est, à l'instar de son stockage, que la conversion d'une forme d'énergie en une autre*⁴¹⁷ ». À ce propos, Marie Lamoureux rappelle, très clairement, dans son ouvrage *Droit de l'énergie*, que « *l'énergie ne se crée pas, elle ne se perd pas non plus, elle se transforme. Il n'est donc jamais question de produire de l'énergie ex nihilo. Ce que le droit appelle « production d'énergie » n'est jamais rien d'autre que la transformation d'une forme d'énergie en une autre*⁴¹⁸ ». Pour la production d'électricité, l'avocat général prend l'exemple des centrales thermiques⁴¹⁹. Dans ces centrales, le combustible est brûlé pour chauffer de l'eau, qui est ensuite transformée en vapeur. La vapeur est ensuite transportée vers une turbine, qui est reliée à un alternateur, lequel produit de l'électricité. Ainsi, l'énergie primaire est d'abord convertie en chaleur, pour être ensuite être convertie en énergie cinétique, énergie qui est ensuite utilisée pour produire de l'électricité. Le stockage d'électricité nécessite également la transformation (ou la conversion) à plusieurs reprises de différentes énergies. L'avocat général prend l'exemple des stations de transfert d'énergie par pompage qui convertissent de l'électricité en énergie potentielle (eau), qui est à son tour convertie en énergie cinétique pour être enfin être convertie en énergie électrique. Pour l'avocat général, ce moyen de stockage d'électricité « *ne produit pas d'électricité « nouvelle » [...], au contraire, elle consomme plus d'énergie qu'elle n'en produit*⁴²⁰ », ce qui les conduit à être considérée « *comme étant une méthode de stockage, et non de production, d'électricité.*⁴²¹ »

180. Plusieurs textes de l'Union, chacun dans leur domaine respectif, ont abordé le stockage d'électricité. Ainsi, le règlement n° 1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie précise que les stations de transfert d'énergie par pompage produisent de l'électricité⁴²². Par ailleurs, l'article 2, point 1), du

⁴¹⁷ Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, XY c/ Hauptzollamt B, point 41.

⁴¹⁸ LAMOUREUX (M.), *Droit de l'énergie*, LGDJ, 2e édition, 13 septembre 2022, *op. cit.*, paragraphe 13, p. 22.

⁴¹⁹ *Ibid.*, point 42.

⁴²⁰ *Ibid.*, point 43.

⁴²¹ *Ibid.*

⁴²² V., en ce sens, Règlement n°1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie (*JOUE*, n° L 304 du 14 novembre 2008, p. 1), Annexe B, point 3.2.1 et Annexe C, points 2.2.8 et 2.2.9.

règlement du Parlement européen et du Conseil relatif aux batteries et aux déchets de batteries, définit la notion de « batterie », notamment comme « *toute source d'énergie électrique produite par conversion directe d'énergie chimique* ». Cette approche par analogie se heurte toutefois aux logiques poursuivies par les textes susmentionnés, manifestement différentes, du moins pour le règlement relatif aux batteries.

181. En tout état de cause, l'opérateur de stockage d'électricité ne devrait pas être qualifié de « producteur » au sens de la directive 2019/944. Au moins deux considérations peuvent être avancées. D'une part, la directive 2019/944 comme le règlement 2019/943, exclut tout rapprochement entre le producteur et l'opérateur de stockage⁴²³. À titre d'illustration, l'article 13, paragraphe 7, du règlement 2019/943, qui énumère les acteurs du marché qui peuvent bénéficier de la compensation financière lorsque des mesures de *redispatching* non fondées sur le marché ont été utilisées, vise, notamment, le « *gestionnaire de l'installation de production* » ainsi que le « *[gestionnaire de l'installation] de stockage d'énergie* ». On retrouve également cette distinction en droit français. Ainsi, l'article L. 141-8, troisième alinéa, du code de l'énergie, prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité a accès à toute information utile à l'établissement des bilans visés au même article, notamment auprès « *des producteurs [et] des exploitants d'installations de stockage d'énergie dans le système électrique* ». D'autre part, dans la littérature spécialisée⁴²⁴, il est communément admis que l'opérateur de stockage ne produit pas d'électricité « nouvelle », à l'inverse du producteur d'électricité. À ce propos, dans une étude sur les barrières commerciales et réglementaires à l'innovation pour la filière du stockage d'électricité de 2018, les auteurs précisent que, contrairement à la production d'électricité, « *le stockage d'électricité ne peut pas générer un flux net positif d'électricité*⁴²⁵ ». Toutefois, certains opérateurs de stockage peuvent être qualifiés de « producteur d'électricité » au sens de la directive 2019/944. Tel est le cas notamment des exploitants d'installation de station de transfert d'énergie par pompage « mixte » qui sont susceptibles de produire de l'électricité nette.

⁴²³ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 31, paragraphe 8, article 40, paragraphe 4, point b) ; Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 3, point n), article 6, paragraphe 1, points a) et c), article 13, paragraphe 7, premier alinéa.

⁴²⁴ RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, p. 48 ; GISSEY (G.C.), DODDS (P.E.), RADCLIFFE (J.), "Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, pp. 781-790.

⁴²⁵ GISSEY (G.C.), DODDS (P.E.), RADCLIFFE (J.), "Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, pp. 781-790 (traduit par auteur).

b) L'opérateur de stockage n'est pas un « client final »

182. L'opérateur de stockage n'est pas un client final, au sens de l'article 2, point 3), de la directive 2019/944, qui est défini comme « *un client qui achète de l'électricité pour son propre usage* ».

183. Deux raisons peuvent être avancées pour justifier cette interprétation.

184. La première raison est tirée de l'exigence de respecter l'esprit et la finalité de la notion de « client final ». Il faut à cet égard, tenir compte des termes « *pour son propre usage* », qui sont centraux dans la définition du « client final ». S'agissant de la signification et de la portée des termes susmentionnés, en l'absence de définition, celles-ci doivent être établies conformément au sens habituel dans le langage courant de ces termes, tout en tenant compte notamment du contexte dans lequel ils sont utilisés. Dans le langage courant, le terme « usage » signifie, selon le dictionnaire de l'Académie française, l'« *emploi d'une chose*⁴²⁶ », le terme « *emploi* » désignant à son tour « *une action ou manière d'employer quelque chose*⁴²⁷ », tel que l'« *utilisation*⁴²⁸ » de quelque chose dans un but déterminé. Ensuite, le terme « propre » signifie « *qui appartient exclusivement à un être*⁴²⁹ », l'utilisation de « propre » placée avant le nom est « *souvent employé pour renforcer un possessif*⁴³⁰ ». Il en découle que l'électricité qui est achetée par le client final est utilisée pour son usage personnel, l'électricité n'est donc pas achetée, par exemple, pour être cédée à un tiers⁴³¹. C'est la raison pour laquelle le client final se distingue du « *client grossiste* » qui, selon l'article 2, point 2), de la directive 2019/944, achète l'électricité « *pour la revendre*⁴³² » et non pour sa « *propre*⁴³³ » consommation. À ce propos, faut-il rappeler que dans le cadre d'une opération de stockage, l'électricité est achetée par l'opérateur pour être stockée puis cédée à un tiers.

185. La seconde raison tient au fait que, contrairement au « client final », l'opérateur de stockage « reporte » l'utilisation finale de l'électricité. Cela résulte essentiellement d'une lecture combinée de la notion de « client final » et de celle de « stockage d'énergie », prévues respectivement à l'article 2, points 2) et 59), de la directive 2019/944 et de la notion de « client final » figurant à l'article 2, point 23), de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique.

⁴²⁶ « Usage », Dictionnaire de l'Académie française, huitième édition.

⁴²⁷ « Emploi », Dictionnaire de l'Académie française, neuvième édition.

⁴²⁸ *Ibid.*

⁴²⁹ « Propre », Dictionnaire de l'Académie française, neuvième édition.

⁴³⁰ *Ibid.*

⁴³¹ L'on précisera que la rétrocession est interdite.

⁴³² Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 2).

⁴³³ *Ibid.*, article 2, point 3).

186. Il est effectivement intéressant de se référer à la définition de la notion de « client final » contenue à l'article 2, point 23), de la directive 2012/27/UE, cette définition étant plus précise et est formulée en des termes identiques à celle figurant dans la directive 2019/944. Cette lecture peut être envisagée, dès lors qu'il existe un lien établi entre les deux directives. En effet, la directive de 2012/27/UE établit un cadre commun de mesures pour la promotion de l'efficacité énergétique et, à cette fin, prévoit des règles relatives aux compteurs intelligents, à l'effacement de consommation, à la transformation, au transport et la distribution de l'électricité, qui sont également abordées par la directive 2019/944. Ces deux directives peuvent donc être interprétées de façon cohérente.

187. Ainsi, dans sa version actuellement en vigueur, l'article 2, point 23), de la directive 2012/27/UE définit la notion de « client final » comme : « *une personne physique ou morale qui achète de l'énergie pour son propre usage à titre d'utilisation finale.* ». Ce libellé est plus précis que celui de l'article 2, point 2), de la directive 2019/944, qui définit le « client final » comme « *un client qui achète de l'électricité pour son propre usage* ». La directive 2012/27/UE apporte une précision capitale : l'électricité achetée par le client final est achetée pour son propre usage « *à titre d'utilisation finale* ».

188. Avant d'expliquer pourquoi la solution réside dans les dispositions qui viennent d'être exposées, il peut être utile de clarifier la portée des termes « *utilisation finale de l'électricité* ». En l'absence d'une définition légale dans les actes régissant les règles du marché intérieur de l'électricité, la détermination de leur signification et de leur portée doit être établie selon leur signification usuelle. À cet égard, il ressort clairement des termes susmentionnés que l'électricité qui est utilisée doit être comprise comme celle qui est consommée de manière finale. En effet, le terme « utilisation » renvoie à l'usage qui est fait de l'électricité, la destination habituelle de l'électricité étant l'alimentation des appareils électriques et électroniques. Il semble donc que le terme « utilisation » renvoie très clairement à celui de « consommation », plus communément utilisé. Ensuite, il est assez évident que si le législateur de l'Union a fait usage du terme « final », c'est parce qu'il a voulu indiquer clairement que, lorsque l'électricité est utilisée de manière finale, cette énergie se trouve à la fin de la chaîne de valeur de l'électricité, c'est-à-dire au dernier stade de son utilisation. C'est pourquoi il peut être considéré que les termes « *utilisation finale de l'électricité* », qui ne laissent place à aucun doute raisonnable quant à leur interprétation, sont analogues aux termes de « *consommation finale d'électricité* ».

189. Ces précisions apportées, la définition de la notion de « stockage d'énergie » figurant dans la directive 2019/944 dissipe toute éventuelle ambiguïté quant à la qualification de l'opération de stockage d'électricité en tant que « client final » au sens de cette même directive. En effet, l'article 2, point 59), de la directive 2019/944, définit le « stockage d'énergie » comme « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à*

celui auquel elle a été produite ». Si l'on s'en tient à une lecture littérale de ces dispositions, l'opérateur de stockage n'est pas réputé avoir consommé de manière finale l'électricité qu'il a achetée et stockée, puisqu'il est censé *reporter l'« utilisation finale de l'électricité »*.

190. En France, il peut être remarqué que le code de l'énergie opère cette distinction au titre des dispositions régissant la tarification des réseaux électriques. Ainsi, l'article D. 341-9 du code de l'énergie, qui prévoit pour certains utilisateurs du réseau public de transport d'électricité une réduction du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, discerne clairement les « *consommateurs finals*⁴³⁴ » des « *installations permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau*⁴³⁵ ». Cette lecture s'écarte toutefois de la conception retenue en droit allemand. Dans un arrêt du 17 novembre 2009 relatif à la réglementation relative aux redevances de réseaux d'électricité, la Cour fédérale (*Bundesgerichtshof*) a considéré, au sujet d'une station de transfert d'énergie par pompage, que l'électricité utilisée pour pomper l'eau du bassin aval au bassin amont est « *initialement consommée*⁴³⁶ » lorsque l'énergie électrique est transformée en énergie mécanique. La Cour qualifie, à cette occasion, les stations de transfert d'énergie par pompage de « *consommateurs finals* » au sens de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité⁴³⁷. Sous l'empire de cette directive, la notion de « clients finals », au sens de l'article 2, point 9), de la directive 2003/54/CE, était définie comme « *les clients achetant de l'électricité pour leur consommation propre* ». Bien que différente, cette définition ne s'écarte pas de manière substantielle de celle figurant à l'article 2, point 3), de la directive 2019/944⁴³⁸. Cela étant, la lecture empruntée par la Cour fédérale n'est plus conforme à l'esprit de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui définit le stockage d'électricité notamment comme « *le report de l'utilisation finale de l'électricité* ».

191. En ayant à l'esprit ces précisions, il convient de considérer le propriétaire d'un véhicule électrique de « client final » lorsqu'il utilise l'électricité qu'il a stockée pour la propulsion de son véhicule électrique. Toutefois, si le propriétaire du véhicule électrique le charge à partir de son réseau domestique, lui-même alimenté par une installation d'autoconsommation, il ne devrait pas être considéré comme un « client final », au sens de l'article 2, point 2), de la directive 2019/944, puisque l'électricité n'a pas été achetée pour recharger le véhicule, quand bien même cette électricité est-elle consommée de manière finale.

⁴³⁴ C. énergie, article D. 342-9, al. 1.

⁴³⁵ *Ibid.*

⁴³⁶ BGH, 17 November 2009, EnVR 56/08, *Pumpspeicherkraftwerks*, §9 (traduction par l'auteur).

⁴³⁷ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (*JOUE*, n° L 176, 15 juillet 2003, p. 37).

⁴³⁸ Pour mémoire : « *un client qui achète de l'électricité pour son propre usage* ».

2. Un concept propice aux interprétations

192. Eu égard à ses caractéristiques, l'opérateur de stockage d'électricité est un acteur du système électrique qui est susceptible d'entrer dans le champ de plusieurs notions définies par les règles du marché intérieur de l'électricité. Tel est le cas, notamment, des notions d'« *entreprise d'électricité* » et d'« *utilisateur du réseau* » au sens de la directive 2019/944.

193. L'assimilation de l'opérateur de stockage paraît moins évidente en ce qui concerne la notion de « client grossiste ». En vertu de l'article 2, point 2), de la directive 2019/944, le « client grossiste » est « *une personne physique ou morale qui achète de l'électricité pour la revendre à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où cette personne est installée* ». À la lecture de ce libellé, le profil de l'opérateur de stockage « professionnel » répond, de prime abord, à la définition du « client grossiste », dès lors que celui-ci « *achète de l'électricité* », pour la stocker temporairement, pour ensuite, « *la revendre* » sur le marché ou à un client.

194. Il reste que les dispositions de la directive 2019/944 ne permettent pas de définir clairement les contours de la notion de « client grossiste ». En effet, les dispositions de la directive 2019/944 qui se réfèrent à la notion de « client grossiste » ne permettent pas d'en préciser la finalité ni de tirer de conclusions définitives sur le champ d'application de cette notion. Selon une jurisprudence constante de la Cour de justice, il convient, pour déterminer le sens et la portée d'une disposition du droit de l'Union, de tenir compte non seulement du libellé de celle-ci, mais également de son contexte et des objectifs poursuivis par la réglementation dont elle fait partie⁴³⁹. S'agissant des termes de l'article 2, point 2), de la directive 2019/944, il y a lieu de rappeler que cette disposition vise à définir le « client grossiste ». Force est de constater que le terme « *revendre* » a une place centrale dans la définition. La notion de « *revente d'électricité* » n'étant pas définie par cette directive, il importe de tenir compte du sens habituel du verbe « *revendre* » dans le langage courant. À cet égard, il y a lieu de souligner que ce terme implique, au sens de la définition donnée par l'Académie française, le fait de : « *Vendre ce que l'on possède et, en particulier, ce que l'on a acquis pour en faire commerce*⁴⁴⁰. ». Dès lors, il peut être considéré que le « client grossiste » est une personne qui vend de l'électricité dans le cadre d'une opération commerciale. Concernant le contexte dans lequel la notion de « client grossiste » s'inscrit et les objectifs poursuivis à l'égard de cette notion, il y a lieu de relever que l'article 2, point 1), de la directive 2019/944, en définissant le « client » comme « *un client grossiste ou final d'électricité* », entend opposer distinctement les « clients grossistes » aux « clients finals ». À ce propos, un examen de la directive 2019/944 montre, d'une part, que le législateur a expressément mentionné ces acteurs dans les dispositions qui valent soit pour les deux types, soit spécifiquement pour l'un des deux. D'autre

⁴³⁹ CJUE, 22 décembre 2022, C-20/22, *Les Entreprises du Médicament*, point 18 et jurisprudence citée.

⁴⁴⁰ Revendre, Académie française, Dictionnaire, 9^e édition.

part, la distinction faite entre le client grossiste et le client final tient, et ce depuis la directive de 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité⁴⁴¹, à la finalité de l'achat d'électricité. En effet, pour les clients finals, l'électricité est achetée « pour [leur] propre usage⁴⁴² », alors que pour les clients grossistes, l'électricité est achetée pour être revendue. Si l'électricité est achetée pour l'usage propre du client, autrement dit pour sa consommation, alors cela implique nécessairement la livraison physique de l'électricité. Il pourrait donc être considéré que, dans le cas du client grossiste, l'électricité n'est pas livrée physiquement. En effet, celui-ci s'approvisionne en énergie pour la commercialiser, sur le marché ou auprès de consommateurs finals. En définitive, il pourrait donc être considéré que l'achat d'électricité par les clients grossistes ne donne pas lieu, à leur égard, à une livraison physique de l'électricité. Tel est le cas notamment des négociants ou des fournisseurs d'électricité qui achètent de l'électricité pour la revendre, sans être physiquement livrés. Cette lecture reste pour le moins interprétative et ne permet pas, aujourd'hui, d'exclure de la notion de « client grossiste », des opérateurs qui achètent de l'électricité, qui leur est physiquement livrée, dans le but de la revendre. En admettant la qualification de « client grossiste » attribuée à l'opérateur de stockage, il est évident que cette qualification exclut celle du producteur d'électricité qui exploite une installation de stockage. En effet, de manière générale, l'électricité stockée par le producteur d'électricité n'est pas « achetée », mais produite par les installations de production. Des précisions pourraient être apportées par la Commission européenne pour mieux comprendre la notion de « client grossiste » et l'interpréter à la lumière de celle de l'opérateur de stockage d'électricité.

§2. – Consacrer une définition de l'opérateur de stockage

195. Il est étonnant de constater que l'opérateur de stockage d'électricité reste, à ce jour, le seul acteur du système électrique à n'être pas doté d'une définition en droit positif. La jurisprudence n'est d'aucun secours et la doctrine juridique ne s'y est pas véritablement intéressée. La recherche d'une définition de la notion d'opérateur de stockage d'électricité s'impose donc. Il apparaît pertinent de proposer, dans un premier temps, une définition de l'opérateur de stockage (A), puis dans un second temps, d'étudier la nature du texte dans lequel cette définition devrait figurer (B).

A. La proposition d'une définition de l' « opérateur de stockage »

196. Il a été démontré qu'en l'absence de définition légale et doctrinale de la notion de l'« opérateur de stockage d'électricité », les personnes morales et physiques pratiquant cette

⁴⁴¹ JOUE, n° L 27, 30 janvier 1997, p. 20–29.

⁴⁴² Directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 3).

activité peuvent se retrouver dans des situations où elles peuvent être assimilées à des clients finals et des producteurs d'électricité lorsqu'elles, respectivement, soutirent et injectent de l'électricité sur le réseau. Cette assimilation, qui n'est pas exacte, du moins sur le plan légal, n'est pas sans conséquences juridiques. C'est pourquoi il a finalement été conclu que la sécurité juridique des opérateurs de stockage ne peut être améliorée que par la proposition d'une définition de la notion de l' « opérateur de stockage ».

197. Comme l'affirmait Diderot, « *il n'y a de bonnes définitions que celles qui rassemblent les attributs essentiels de la chose désignée par le mot.*⁴⁴³ ». L'exercice de définition repose donc sur la délimitation ou encore la circonscription d'un terme, impliquant l'idée d'enfermer la notion définie dans une certaine étendue. La définition permet de cerner les caractéristiques essentielles du terme et d'en circonscrire le sens dans un cadre déterminé. L'expression, définissant le terme, peut-être une formule, une définition descriptive ou fonctionnelle, mais encore une explication conceptuelle. De toute évidence, la définition fixe les limites et les contours de ce dont on parle, offrant ainsi une compréhension sans équivoque.

198. Pour garantir l'intelligibilité et la clarté de la notion de l' « opérateur de stockage », il apparaît évident de définir la notion en se référant de manière explicite au terme « stockage ». À ce propos, il a été vu précédemment que la notion de « stockage », dans le système électrique, peut avoir deux finalités : soit l'énergie stockée est reconvertie en électricité, soit elle est utilisée en tant qu'autre vecteur énergétique. En l'état actuel du droit, les textes utilisent principalement, et ce, de manière alternative, les notions de « *stockage d'énergie* » et « *stockage d'électricité* ». Si la première notion englobe la seconde, la seconde exclut le cas où l'énergie n'est pas reconvertie en électricité. Afin de garantir un cadre juridique suffisamment clair, accessible et intelligible, il apparaît donc pertinent d'éviter de multiplier les notions à l'égard de l'opérateur de stockage. Il convient, par conséquent, de proposer une définition pour l' « opérateur de stockage d'énergie » qui pourra pleinement s'appliquer à l'opérateur de stockage d'électricité.

199. Une fois identifiée, la qualification de l'opérateur de stockage suppose d'abord de caractériser la personne qui effectue l'activité de stockage. En l'état actuel du droit, les personnes dument autorisées à stocker de l'énergie sont limitativement énumérées par les textes. Il résulte d'une lecture combinée des dispositions de la directive 2019/944, de la directive 2018/2001 et du code de l'énergie, que les professionnels⁴⁴⁴, y compris les producteurs

⁴⁴³ DIDEROT (D.), *Œuvres*, vol. 1, *Encyclopédie*, article « Encyclopédie » (1755), Bouquins Robert Laffont, 1994, p. 364.

⁴⁴⁴ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 25) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 57).

d'électricité⁴⁴⁵, les gestionnaires de réseaux⁴⁴⁶, les communautés d'énergie⁴⁴⁷ et les autoconsommateurs⁴⁴⁸, y compris ceux agissant collectivement⁴⁴⁹, sont autorisés à stocker de l'électricité. Les propriétaires de véhicule électrique peuvent également stocker de l'électricité dans la batterie de leur véhicule. Toutefois, vu leur spécificité, ces acteurs devraient être dissociés des acteurs exploitant des installations de stockage stationnaires. En définitive, il peut donc être admis que l'opérateur de stockage est, dans le système électrique, une personne physique ou morale qui stocke de l'électricité dans une installation de stockage stationnaire.

200. Ensuite, la qualification de l'opérateur de stockage suppose de préciser l'activité exercée. À cet égard, il paraît évident que l'activité de l'opérateur consiste à exploiter une installation de stockage. Concrètement, cela consiste à prélever de l'électricité, à partir d'un réseau, public ou privé, ou à partir d'une installation de production d'électricité à laquelle l'installation de stockage est raccordée, pour la convertir en une énergie qui peut être stockée. Ensuite, l'énergie stockée peut être reconvertie en électricité, soit pour l'alimentation électrique du réseau électrique interne (*e.g.* autoconsommation), soit pour être réinjectée sur le réseau électrique. L'énergie stockée peut également ne pas être reconvertie en électricité et être utilisée comme telle, soit pour l'alimentation du site auquel l'installation fait partie (*e.g.* transformation d'électricité en hydrogène pour un industriel), pour la vente de produit (*e.g.* pile à combustible avec l'hydrogène) ou pour être réinjectée sur le réseau adéquat (réseau de gaz, d'hydrogène, de chaleur, etc.). Cette activité peut être exercée à titre professionnel⁴⁵⁰ ou non professionnel⁴⁵¹, à titre principal⁴⁵² ou accessoire⁴⁵³.

⁴⁴⁵ *Ibid.*

⁴⁴⁶ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, articles 36 et 54.

⁴⁴⁷ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 11) ; Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 22, paragraphe 2, point a).

⁴⁴⁸ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 2, point 14) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 8) ; Code de l'énergie, article L. 315-1.

⁴⁴⁹ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 2, point 15) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 8).

⁴⁵⁰ *E.g.* industriels et professionnels exploitant une installation de stockage dans le but de générer un profit financier.

⁴⁵¹ *E.g.* autoconsommateur qui exploite une installation de stockage pour améliorer son taux d'autoconsommation.

⁴⁵² *E.g.* opérateur de stockage exploitant une unité de stockage sans activité connexe, telle que la production d'électricité.

⁴⁵³ *E.g.* producteur d'électricité exploitant, à titre accessoire, une installation de stockage d'énergie ou de l'autoconsommateur qui exploite une installation de stockage d'énergie.

201. En outre, la qualification de l'opérateur de stockage peut différer selon qu'il soit propriétaire ou non de l'installation de stockage qu'il exploite. Certains exploitants peuvent ne pas être propriétaires des installations. Tel est le cas des stations de transfert d'énergie par pompage. Comme le prévoit la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique⁴⁵⁴, le développement de la production d'hydroélectricité relève du monopole de l'État qui en a l'usage et qui peut le concéder. Cette loi place sous le régime de la concession les installations dont la puissance excède 4 500 kilowatts et les autres sous celui de l'autorisation. L'article 1^{er} de la loi du 16 octobre 1919, aujourd'hui codifié à l'article L. 511-1 du code de l'énergie, dispose que : « *Nul ne peut disposer de l'énergie des marées, des lacs et des cours d'eau, quel que soit leur classement, sans une concession ou une autorisation de l'État.* ». L'État, en tant que pouvoir adjudicateur, confie ainsi la réalisation de l'ouvrage et l'exploitation de l'installation au concessionnaire. Dans la mesure où les stations de transfert d'énergie par pompage sont des ouvrages concédés, dès lors qu'elles excèdent largement le seuil de 4 500 kilowatts, elles n'appartiennent pas aux concessionnaires. Ces derniers ne sont que les exploitants. Tel est également le cas des installations de stockage souterrain d'hydrogène, lesquelles sont soumises au régime légal des stockages souterrains en vertu de l'article L. 841-1 du code de l'énergie⁴⁵⁵. Par ailleurs, eu égard aux coûts qu'une installation de stockage représentent, notamment pour les particuliers qui exploitent déjà une installation photovoltaïque, il peut être considéré, qu'à l'avenir, certains autoconsommateurs, soucieux d'augmenter leur taux d'autoconsommation, auront recours à la location d'une installation de stockage d'électricité. En définitive, il peut être présumé que l'opérateur de stockage est une personne physique ou morale qui exploite et éventuellement détient une installation de stockage d'électricité.

202. Enfin, l'opérateur de stockage peut exploiter directement l'installation de stockage ou déléguer l'exploitation à un tiers. L'exploitation d'une installation de stockage d'électricité implique un savoir-faire particulier (connaissance du fonctionnement des différents marchés de l'électricité, optimisation des achats/ventes d'électricité, etc.). Le propriétaire d'une installation de stockage peut, par conséquent, déléguer l'exploitation de son installation à un tiers. Ce modèle d'organisation peut, par exemple, se retrouver dans les zones non interconnectées⁴⁵⁶.

203. Il résulte des éléments qui précèdent que l'opérateur de stockage est toute personne, physique ou morale, qui détient, ou éventuellement s'est vu concéder, ou loue, une installation de stockage d'énergie qu'il exploite ou fait exploiter par un tiers, dans le but de

⁴⁵⁴ *JORF*, 18 octobre 1919.

⁴⁵⁵ Il résulte d'une lecture combinée des articles L. 211-2 et L. 231-1 du code minier que l'installation de stockage souterrain d'hydrogène ne peut être exploitée qu'en vertu d'une concession.

⁴⁵⁶ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2023-13, 26 janvier 2023, p. 33.

stocker de l'électricité, soit pour la restituer au réseau électrique, soit pour utiliser l'énergie stockée en tant qu'autre vecteur énergétique.

204. Cette esquisse de définition semble excessivement détaillée, voire restrictive. Pour éviter de limiter la portée de celle-ci, mais aussi pour prendre en compte le maximum de situations, il conviendrait de définir l'opérateur de stockage d'énergie de façon plus concise.

205. La définition du « gestionnaire d'installation de stockage », figurant à l'article 2, point 10, de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, pourrait servir de point d'appui pour définir l'opérateur de stockage d'énergie. Aux termes de l'article 2, point 10, de la directive 2009/73/CE, le « gestionnaire d'installation de stockage » est défini comme « *une personne physique ou morale qui effectue le stockage et est responsable de l'exploitation d'une installation de stockage* ». À ce jour, cette définition n'a pas de fait l'objet de précision jurisprudentielle ni de transposition en droit national. Cela étant dit, ce libellé appelle au moins deux observations. D'une part, le gestionnaire de l'installation de stockage de gaz naturel n'est pas nécessairement propriétaire de l'installation. D'autre part, bien que de manière subjective, l'utilisation du verbe « *effectuer* » indique que le gestionnaire de l'installation de stockage réalise, de manière directe, l'opération de stockage, du réseau à l'installation de stockage. Dès lors, une personne morale ou physique n'effectuant pas directement le stockage de gaz naturel ne peut être considérée de « gestionnaire d'installation de stockage de gaz ». À ce propos, il conviendrait d'entendre par l'expression « *effectue le stockage* » l'acte par lequel la personne remplit l'installation en gaz naturel⁴⁵⁷. Cet acte peut être, par analogie, reproductible au secteur de l'électricité, dans la mesure où l'opérateur de stockage d'énergie prélève de l'électricité dans l'objectif de charger le dispositif de stockage. Malgré la différence sur le plan physique, l'opérateur de stockage d'énergie peut s'apparenter, à grands traits, au « gestionnaire de l'installation de stockage », tel que défini à l'article 2, point 10, de la directive 2009/73/CE.

206. Dans ces circonstances, il pourrait donc être envisagé de définir, à l'appui de la définition du « gestionnaire d'installation de stockage », figurant à l'article 2, point 10, de la directive 2009/73/CE, l'opérateur de stockage d'énergie comme : « *toute personne physique ou morale qui effectue le stockage d'énergie et est responsable de l'exploitation d'une installation de stockage d'énergie.* » Cette définition aurait l'intérêt d'être suffisamment claire, et au demeurant, de mettre immédiatement en évidence deux notions qui se trouvent également définies par le droit de l'Union, à savoir la notion de « stockage d'énergie » et la notion

⁴⁵⁷ V., en ce sens, Arrêté du 2 janvier 2008 relatif aux réservoirs fixes manufacturés de gaz inflammables liquéfiés, de capacité unitaire supérieure ou égale à 50 tonnes, présents au sein d'une installation classée pour la protection de l'environnement relevant du régime de l'autorisation au titre de la rubrique n° 4718 de la nomenclature des installations classées, à l'exception des stockages réfrigérés ou cryogéniques, article 2 (*JORF*, n°0024 du 29 janvier 2008).

d' « installation de stockage d'énergie », figurant respectivement à l'article 2, points 59) et 60), de la directive 2019/944. À la différence de la directive 2009/73/CE, il pourrait être envisagé de préférer les termes « *exploitant d'installation de stockage*⁴⁵⁸ » plutôt que « *gestionnaire d'installation de stockage* ». Il s'agit là de termes plus larges, l'utilisation du terme « *opérateur* » repose sur un concept dont le sens et l'objet est en effet plus étendu que les seuls termes de « *gestionnaire* » et d'« *exploitant* » d'installation de stockage d'énergie. Il peut être intéressant de remarquer, à ce propos, que le législateur national préfère utiliser les termes « *opérateur de stockage*⁴⁵⁹ » plutôt que « *gestionnaire d'installation de stockage*⁴⁶⁰ » pour décrire les exploitants d'installation de stockage de gaz naturel.

B. Le choix de l'instrument juridique

207. D'emblée, il paraît indispensable de définir la notion de l'opérateur de stockage d'énergie en droit de l'Union. Au moins deux raisons peuvent être invoquées. D'une part, et comme il a été précédemment observé, tous les acteurs du système électrique sont définis par les textes régissant les règles du marché intérieur de l'électricité⁴⁶¹. Par conséquent, il apparaît légitime, du moins logique, de vouloir définir l'opérateur de stockage dans ces textes. D'autre part, définir cette notion en droit de l'Union permettrait d'harmoniser la définition de l'opérateur de stockage d'énergie au sein de l'Union européenne, levant ainsi l'établissement de notions divergentes qui pourraient générer des distorsions de concurrence entre les acteurs du marché. Ce choix paraît le plus approprié pour garantir la cohérence du statut de l'opérateur de stockage dans tous les États membres et pour accroître le climat de confiance des investisseurs, étant donné que le droit de l'Union exige une certaine application uniforme des règles qu'il établit. Mais cela n'empêche pas non plus d'établir une définition de l'opérateur de stockage d'énergie en droit interne.

208. De manière évidente, surgit donc la question de l'instrument juridique adéquat pour définir la notion d'opérateur de stockage d'énergie. Il est indéniable que le choix de l'instrument de mise en œuvre, qui est un élément inhérent à la conception de la norme, n'est pas sans conséquences. En effet, les instruments juridiques exercent une influence plus ou moins déterminante sur les sujets de droit et les autres normes de l'ordre juridique. Faut-il en effet rappeler qu'en vertu du principe de légalité, chaque norme juridique doit se conformer, ou

⁴⁵⁸ V., en ce sens, C. énergie, article L. 321-6, I, article L. 321-11, cinquième alinéa.

⁴⁵⁹ V., notamment, C. énergie, article L. 421-5 et suivants.

⁴⁶⁰ Directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, article 2, point 10).

⁴⁶¹ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. V., aussi, Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

du moins être compatible, à l'ensemble des règles en vigueur ayant une force supérieure dans la hiérarchie des normes. En pratique, l'inscription de la définition de la notion dans une norme qui est inférieure aux normes de droit régissant l'activité de l'opérateur de stockage aurait donc pour conséquence une limitation de l'effectivité de la définition.

209. En gardant à l'esprit ces considérations, il peut être mis en exergue les différents instruments juridiques en droit de l'Union et en droit interne susceptibles de mettre en œuvre la définition de l'opérateur de stockage d'énergie.

210. En droit de l'Union, et en particulier en droit dérivé, l'article 288, TFUE, comme modifié par le traité de Lisbonne, prévoit que les institutions européennes peuvent adopter cinq types d'actes juridiques, dont trois relèvent de la procédure législative : les règlements, les directives et les décisions.

211. Les actes législatifs se distinguent des actes non législatifs, dont la distinction a été consacrée explicitement par le traité de Lisbonne. Aux termes de l'article 291, TFUE, la mise en œuvre des actes de droit de l'Union incombe en premier lieu aux États membres. Toutefois, le même article prévoit que « [l]orsque des conditions uniformes d'exécution des actes juridiquement contraignants de l'Union sont nécessaires⁴⁶² », des compétences d'exécution doivent être conférées à la Commission et, dans des cas spécifiques, par le Conseil, en vue d'établir des règles détaillées en vue de préciser le contenu normatif d'un d'un acte législatif. Selon la jurisprudence de la Cour de justice, « le législateur de l'Union dispose d'un pouvoir d'appréciation lorsqu'il décide d'attribuer à la Commission [...] un pouvoir d'exécution en vertu de l'article 291, paragraphe 2, TFUE [...]. Cependant, ce pouvoir d'appréciation doit être exercé dans le respect des conditions prévues [à l'article] 291 TFUE⁴⁶³ ». Il ressort également de la jurisprudence de la Cour que lorsque la Commission exerce son pouvoir d'exécution, les dispositions de l'acte d'exécution qu'elle adopte doivent respecter les « objectifs généraux essentiels poursuivis par l'acte législatif⁴⁶⁴ » et « sont nécessaires ou utiles pour la mise en œuvre de celui-ci sans qu'elles le complètent ni le modifient⁴⁶⁵ », et ce, « même dans ses éléments non essentiels⁴⁶⁶ ».

212. Il est évident que, pour procéder à une harmonisation, le règlement reste l'instrument juridique approprié, car il impose des règles claires et détaillées qui empêchent les États membres d'adopter des dispositions de droit interne divergentes. Les enjeux sont importants, aussi bien pour les acteurs économiques, que pour les États membres, dès lors que

⁴⁶² TFUE, article 291, paragraphe 2.

⁴⁶³ CJUE, gde. ch., 16 juillet 2015, C-88/14, *Commission européenne c/ Parlement européen et Conseil de l'Union européenne*, point 28 ainsi que jurisprudence citée.

⁴⁶⁴ CJUE, 15 octobre 2014, C-65/13, *Parlement européen c/ Commission européenne*, point 46.

⁴⁶⁵ *Ibid.*

⁴⁶⁶ *Ibid.*, point 45

la législation applicable peut constituer un critère déterminant pour une entreprise qui souhaite s’implanter à l’étranger. Même si le règlement est un instrument intéressant, puisqu’il est d’harmonisation maximale, il est intéressant de remarquer, à la lecture du règlement 2019/943 et de la directive 2019/944, que les notions qui se réfèrent aux acteurs du système électrique sont toutes définies dans la directive 2019/944 et non dans le règlement 2019/943, bien que celui-ci opère de nombreux renvois vers les définitions figurant dans la directive⁴⁶⁷. En procédant de cette sorte, la définition ne peut plus être adaptée en droit interne, dès lors qu’un règlement européen opère ce renvoi. Par conséquent, afin d’assurer une continuité dans la méthodologie juridique, la solution qui paraît la plus réaliste et la plus plausible est celle qui consiste à recourir à la directive.

213. Même s’il est également possible de définir la notion de l’opérateur de stockage d’énergie dans un acte d’exécution, cette solution ne paraît pas souhaitable. En vertu de l’article 59, paragraphe 1, point e), du règlement 2019/943, la Commission est effectivement autorisée à détailler les règles afférentes au stockage d’énergie à travers des actes d’exécution, appelés également « codes de réseau ». Le recours à un acte d’exécution pour définir la notion de l’opérateur de stockage d’énergie devrait être écarté pour deux raisons. D’une part, les codes de réseau ont un champ d’application beaucoup trop limité. L’article 59, paragraphe 1, point e), du règlement 2019/943, donne à la Commission le pouvoir de détailler les règles applicables au stockage d’énergie, dans le cadre des articles 17, 31, 32, 36, 40 et 54 de la directive 2019/944, lesquels portent respectivement sur : la participation active de la demande par l’agrégation, les tâches des gestionnaires de réseau de distribution, l’incitation au cours à la flexibilité dans les réseaux de distribution, la propriété des installations de stockage d’énergie par des gestionnaires de réseau de distribution, les tâches des gestionnaires de réseau de transport et la propriété des installations de stockage d’énergie par les gestionnaires de réseau de transport. D’autre part, tous les acteurs du système électrique sont actuellement définis dans un acte législatif, et plus précisément dans la directive 2019/944. Il serait, dès lors, logique, de poursuivre ce qui a été engagé par le législateur de l’Union.

214. En définitive, ces conclusions aboutissent en toute logique à privilégier le recours à la directive, seule en mesure d’assurer une certaine harmonisation au sein de l’Union, tout en permettant aux États membres d’adapter la définition, sous réserve de ne pas dénaturer cette dernière notion. Ce risque paraît toutefois limité, dès lors que des dispositions « *inconditionnelles et suffisamment précises*⁴⁶⁸ », au sens de la jurisprudence de la Cour, telles

⁴⁶⁷ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l’électricité, article 2, Article 2, points 34), 35), 36), 39), 48), 53), 54), 56).

⁴⁶⁸ V., en ce sens, CJUE, 5 octobre 2004, C-397/01 à C-403/01, *Pfeiffer e.a.*, point 103 ainsi que jurisprudence citée.

que des définitions, doivent être « *reprises textuellement*⁴⁶⁹ » rappelle le guide légistique du Conseil d'État.

215. En droit interne, le choix entre l'acte législatif ou réglementaire comme support de définition paraît moins évident qu'en droit de l'Union. En effet, à ce jour, le code de l'énergie ne définit ni le producteur d'électricité, ni le client final, ni même les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et les autres acteurs du système électrique. Cette imprécision est sans doute volontaire en ce que le législateur national renvoie implicitement vers le droit de l'Union qui définit clairement ces notions. Le législateur adopte donc une approche pragmatique plutôt que théorique. Il n'est donc pas pertinent de définir l'opérateur de stockage d'énergie en droit interne.

216. Une chose est au moins certaine : il est vraisemblablement inopérant de définir l'opérateur de stockage d'énergie par un acte réglementaire. Plusieurs raisons peuvent être avancées. À titre principal, la définition aurait l'inconvénient d'être limitée au champ d'application du texte. Cette situation est manifestement contestable pour les opérateurs de stockage d'énergie. À titre subsidiaire, les textes réglementaires ont l'inconvénient – ou l'avantage selon les cas – d'être facilement modifiables. La sécurité juridique de certains projets pourrait potentiellement en être affectée. Dans ces conditions, ni le décret ni l'arrêté ne devraient être privilégiés pour définir l'opérateur de stockage d'énergie. Par ailleurs, un texte « inférieur », tel qu'un avis ou une circulaire du ministère chargé de l'énergie, serait tout aussi inadapté, dès lors qu'il s'agit de définir un acteur du système électrique, duquel découlent plusieurs droits et obligations qui nécessiteront nécessairement des précisions réglementaires.

⁴⁶⁹ Guide de légistique, 3e éd., La Documentation française, 2017, point 4.1.3., p. 491.

SECTION 3. – L’INSTALLATION DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ

217. Les stations de transfert d’énergie par pompage sont utilisées depuis les années 1970 pour stocker de l’énergie électrique. Ces installations, de plusieurs centaines de mégawatts, sont devenues une ressource de flexibilité indispensable au bon fonctionnement du système électrique français. Le stockage d’électricité est resté longtemps dominé par ce type d’installation, dont le fonctionnement est assuré par deux dispositifs distincts : le moteur électrique, qui permet de faire fonctionner la pompe et la turbine, alimentée par la chute d’eau, qui permet de produire de l’électricité au moyen d’un générateur électrique auquel est associé un alternateur. D’autres technologies se sont développées au cours du XXe siècle, mais dans des proportions moindres. On peut citer par exemple l’installation de stockage par air comprimé construite à Huntorf en Allemagne, mise en service en 1978⁴⁷⁰, ou encore l’utilisation de volants d’inertie à partir des années 1960-1970⁴⁷¹ et leur commercialisation dans les années 1990⁴⁷². Ces installations de stockage se rapprochent des stations de transfert d’énergie par pompage en ce qu’elles utilisent également un moteur électrique pour la conversion de l’énergie électrique en énergie potentielle et un générateur électrique pour la conversion de l’énergie stockée en énergie électrique. Mais depuis quelques années, des progrès significatifs ont été réalisés dans le domaine du stockage d’électricité, offrant une gamme plus large de solutions. De nouvelles technologies, telles que les batteries lithium-ion, les batteries redox flow ou encore les batteries zinc air, se sont développées. Ces nouvelles technologies ont un fonctionnement très différent des technologies de stockage « conventionnelles » : elles ne possèdent ni moteur ni générateur électrique, la conversion de l’énergie étant uniquement réalisée par une réaction électrochimique complexe.

218. Cette remarque renseigne alors sur l’appréciation et l’appréhension juridique qui a pu structurer, voire structure encore aujourd’hui, les installations de stockage d’électricité. En raison de la faible proportion des batteries stationnaires dans les réseaux électriques, et *a fortiori* des installations de stockage d’hydrogène, les installations de stockage ont longtemps été assimilées, sûrement par facilité, aux installations de consommation et de production d’électricité. Cette assimilation n’est pas sans conséquences. Pour certains auteurs⁴⁷³, elle est même « *l’obstacle juridique le plus important*⁴⁷⁴ » pour le stockage d’électricité.

⁴⁷⁰ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.), et al., *Le stockage de l’électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.2., p. 9.

⁴⁷¹ *Ibid.*, point 3.1.3., p. 14.

⁴⁷² *Ibid.*, point 3.1.3., p. 16.

⁴⁷³ V., en ce sens, GISSEY (G.C.), DODDS (P.E.), RADCLIFFE (J.), “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, pp. 781-790 ; ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, point 3.3.5., pp. 84-85.

⁴⁷⁴ GISSEY (G.C.), DODDS (P.E.), RADCLIFFE (J.), “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, pp. 781-790.

219. En raison des barrières à l'entrée suscitées par cette assimilation, les autorités publiques, qui se sont donné pour objectif de développer le stockage d'électricité afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, ont été contraintes de reconnaître la singularité des installations de stockage d'électricité, qui ne sont ni des sites de consommation ni des installations de production d'électricité (§1). Ces dernières années, cette reconnaissance s'est concrétisée par la qualification juridique de l'installation de stockage d'énergie (§2).

§1. – La singularité de l’installation

220. Dans le système électrique, l’installation de stockage d’électricité est, de toute évidence, une installation singulière à tous points de vue. Cette singularité est d’abord illustrée dans le fonctionnement de l’installation. Sur le plan technique, l’installation de stockage est une unité complexe qui fonctionne, en général, comme une installation de consommation et de production d’électricité lorsqu’elle, respectivement, prélève de l’électricité du réseau pour la convertir en une énergie qui peut être stockée et injecte de l’électricité qu’elle a précédemment convertie à partir de l’énergie stockée sur le réseau. Cette singularité est ensuite illustrée du point de vue du réseau. Les installations de stockage d’électricité sont des sites de soutirage et d’injection, au même titre que les sites de consommation et les installations de production d’électricité⁴⁷⁵. Toutefois, il est incorrect de voir ce qui, du point de vue du fonctionnement de l’installation de stockage et du réseau, justifierait une telle assimilation. Avec pour objectif de mesurer au mieux la singularité de l’installation de stockage d’électricité, il convient de l’appréhender naturellement du point de vue de son fonctionnement interne (A) et du réseau (B). Un détour technique s’avère nécessaire afin de comprendre les spécificités liées à l’installation de stockage avant d’aborder le sujet sous un angle juridique.

A. Du point de vue du fonctionnement de l’installation

221. Il existe de nombreuses technologies différentes permettant le stockage de l’énergie électrique. Ces technologies se distinguent par le procédé technique mis en œuvre pour la conversion de l’énergie électrique en énergie potentielle et inversement. Pour l’heure, les installations de stockage d’électricité « mécaniques » représentent la majorité des capacités de stockage installées en France et en Europe⁴⁷⁶. Ces installations fonctionnent de manière similaire aux installations de production et de consommation d’électricité, dans la mesure où, pour la conversion de l’énergie, ces installations utilisent un moteur et un générateur électrique. En revanche, les technologies de stockage d’électricité dites « électrochimiques »⁴⁷⁷, qui représentent la majorité des nouvelles capacités installées, ont un fonctionnement radicalement différemment. Ces installations impliquent un processus de conversion chimique pour stocker et restituer l’énergie électrique.

⁴⁷⁵ « Le stockage d’électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, *op. cit.*, p. 7, point 1.2.1. C’est également le cas en Allemagne et au Royaume-Uni : V., en ce sens, respectivement, BÖHME (M.), PIGNON (S.), DESJARDINS (C.), *Systèmes de stockage d’électricité : Réglementations et évolutions*, OFATE DFBEW, Note de synthèse, Septembre 2019, 17 p., p. 10, III.1 ; Decision on clarifying the regulatory framework for electricity storage: changes to the electricity generation licence, OFGEM, 2 October 2020, 14 p.

⁴⁷⁶ Les STEP représentent plus de 90% des capacités de stockage d’électricité installées dans le monde. V., *Monographie n°2 sur le stockage d’électricité, Étude sur les perspectives stratégiques de l’énergie*, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, p. 6.

⁴⁷⁷ Et, dans une moindre mesure « chimiques » (hydrogène).

222. Si le fonctionnement des installations de stockage d'électricité est très différent d'une technologie à une autre (1), les installations ont une caractéristique commune, du moins sur le plan juridique, selon laquelle ces installations ne sont ni des sites de consommation ni des installations de production d'électricité, et ce, quand bien même elles consomment et produisent de l'électricité (2).

1. Des logiques de fonctionnement hétérogènes

223. Les installations de stockage d'électricité fonctionnent différemment selon les technologies utilisées.

224. Certaines se comportent, sur le plan technique, comme des sites de consommation et des installations de production d'électricité. Cela s'explique par le fait que ces installations sont constituées, le plus souvent, d'un moteur et d'un générateur électrique. Le moteur électrique permet de transformer l'énergie électrique en énergie mécanique, alors que le générateur permet de produire de l'énergie électrique à partir d'énergie mécanique potentielle ou d'énergie mécanique cinétique.

225. La station de transfert d'énergie par pompage en est l'exemple le plus représentatif. Lorsqu'elle se charge, l'installation pompe l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. Pour fonctionner, la pompe doit utiliser de l'électricité, qu'elle prélève du réseau. Autrement dit, l'électricité prélevée du réseau pour être consommée par la pompe permet d'acheminer un volume d'eau jusqu'au bassin supérieur. En décharge, l'installation fait chuter ce volume d'eau. Puis au moyen d'une turbine, l'installation produit de l'électricité. À cela, il faut ajouter le fait que la majorité des installations de pompage-turbinage reçoivent l'apport d'un cours d'eau naturel en plus de l'eau déjà pompée. Ces installations se comportent donc, à la fois, comme des installations de stockage, pour le flux d'électricité produit à partir de l'eau pompée, et comme des installations de production, pour le flux d'électricité produit à partir des flux naturels d'eau, accentuant un peu plus l'ambiguïté entre les installations de stockage d'électricité, les sites de consommation et les installations de production d'électricité.

226. Il convient d'observer que d'autres technologies de stockage d'électricité stationnaire fonctionnent de manière similaire. Deux illustrations peuvent être données. La première vise l'installation de stockage d'électricité par air comprimé⁴⁷⁸. Ainsi, lorsqu'elle se charge, cette installation prélève de l'électricité pour faire fonctionner un moteur électrique. Ce moteur électrique entraîne le compresseur d'air, lequel permet d'injecter de l'air à haute pression dans le moyen de stockage (cavité, cylindre en surface). Lorsque l'installation se décharge, l'air comprimé est détendu dans une chambre de combustion qui précède une turbine

⁴⁷⁸ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.2.1., p. 10-14.

qui, à son tour, entraîne un alternateur pour produire de l'électricité. La seconde vise le volant d'inertie⁴⁷⁹. Pour se charger, cette installation prélève de l'électricité pour faire fonctionner un moteur électrique. Ce moteur convertit l'énergie électrique en énergie cinétique en augmentant la vitesse de rotation de la masse tournante. Lorsque l'installation se décharge, le générateur électrique convertit l'énergie cinétique en énergie électrique.

227. D'autres technologies ont un fonctionnement complètement autonome. C'est le cas, d'abord, des installations de stockage d'électricité par hydrogène⁴⁸⁰. À l'inverse des deux autres technologies, l'installation de stockage par hydrogène n'utilise pas de moteur ni de générateur électrique, mais un électrolyseur, pour convertir l'électricité en hydrogène et une pile à combustible pour convertir l'hydrogène en électricité. Ainsi, lorsqu'elle se charge, de l'électricité est prélevée du réseau pour être utilisée par l'électrolyseur⁴⁸¹, lequel transforme l'énergie électrique en hydrogène par un procédé chimique. L'hydrogène est ensuite stocké dans une pile à combustible, laquelle, en période de décharge, convertit l'hydrogène en énergie électrique. C'est également le cas des installations de stockage par batteries. Une batterie stationnaire ou non stationnaire n'est constituée ni d'un moteur ni d'un générateur électrique. Ces installations sont effectivement constituées d'électrodes (anode et cathode), d'électrolyte (liquide dans lequel se trouvent les électrodes), d'un conteneur, de bornes et éventuellement d'un séparateur, ainsi que les matières actives permettant la réaction électrochimique générant de l'énergie électrique.

2. Une installation qui consomme et produit de l'électricité mais qui n'est ni une installation de production ni un site de consommation

228. En France, mais également en Europe et dans le monde, la filière du stockage d'électricité a longtemps été dominée par le stockage hydraulique. Encore aujourd'hui, les stations de transfert d'énergie par pompage représentent la majorité de la puissance installée des installations de stockage d'électricité en France et en Europe. Du fait du fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage et de leur place dans le système électrique, les installations de stockage d'électricité ont pu être appréhendées, un temps, et par une certaine simplification, comme des sites de consommation et des installations de production d'électricité. Mais le développement des nouvelles technologies de stockage, et en particulier des batteries stationnaires, dont le fonctionnement s'éloigne des autres technologies de stockage, ainsi que la reconnaissance légale du stockage d'électricité en droit de l'Union, a

⁴⁷⁹ LAVERGE (R.), PAVEL (I.), FAUCHEUX (I.), « Stockage stationnaire d'électricité », Conseil général de l'économie, *op. cit.*, 13 mars 2019, p. 39.

⁴⁸⁰ BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.2.2.4.2., p. 65.

⁴⁸¹ Cas de la production d'hydrogène par électrolyse.

obligé les autorités publiques et les parties prenantes à reconnaître que ces installations ne sont ni des sites de consommation ni des installations de production d'électricité.

229. En tout état de cause, sur le plan juridique, un tel raccourci n'est pas approprié.

230. D'une part, eu égard aux dispositions de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, l'installation de stockage d'électricité ne peut pas être considérée comme une « installation de production d'électricité », au sens de la directive 2019/944, et ce pour au moins deux raisons.

231. L'existence d'une définition légale de l' « installation de stockage d'énergie » permet de présumer que les installations de stockage d'électricité ne sont pas des « installations de production d'électricité », au sens de l'article 2, point 28, du règlement 2019/943. L' « installation de stockage d'énergie » est définie à l'article 2, point 60), de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, comme « *dans le système électrique, une installation où est stockée de l'énergie* ». Le règlement 2019/943 définit quant à lui l' « installation de production d'électricité », à son article 2, point 28), comme « *une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique et qui se compose d'une ou de plusieurs unités de production d'électricité raccordées à un réseau* ». En définissant l' « installation de stockage d'énergie », le législateur de l'Union a voulu établir une distinction entre ces installations et les autres installations du système électrique, la directive 2019/944 et le règlement 2019/943 excluant, à ce propos, tout rapprochement entre l'installation de stockage et l'installation de production d'électricité⁴⁸². En France, les autorités publiques distinguent, du moins depuis 2016, les installations de production et de stockage d'électricité⁴⁸³.

232. Ensuite, il importe d'observer que l'installation de stockage ne peut pas être considérée comme une installation de production d'électricité, dès lors que l'installation de stockage ne convertit pas une énergie primaire en énergie électrique, mais une énergie secondaire en énergie électrique. Faut-il en effet rappeler que l'article 2, point 28), du règlement 2019/943, définit l' « installation de production d'électricité » comme « *une installation qui convertit de l'énergie primaire en énergie électrique [...]* ». En l'absence de définition de l' « énergie primaire » et de l'« énergie secondaire », il y a lieu de se référer aux définitions

⁴⁸² V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 42, paragraphes 1 et 2, article 58, point e) et article 59, paragraphe 1, point v) ; Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 3, point m) et article 13, paragraphes 2 et 3.

⁴⁸³ V., en ce sens, Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie (*JORF*, n°0167 du 20 juillet 2016).

proposées par l'Institut national de la statistique et des études économiques (« INSEE »). À cet égard, l'énergie secondaire se définit comme « l'énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire⁴⁸⁴ », alors que l'énergie primaire se définit comme « l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés.⁴⁸⁵ » Ces précisions faites, il convient de remarquer que lorsque l'installation de stockage d'électricité injecte de l'électricité sur le réseau, elle a converti, au préalable, de l'énergie secondaire en énergie électrique. Cette énergie secondaire (mécanique, chimique, électrochimique, etc.) est issue elle-même d'une énergie secondaire : l'électricité. En effet, l'électricité doit être considérée comme de l'énergie secondaire, dès lors qu'elle a été générée à partir de la transformation d'une source d'énergie primaire. Dans cette perspective, l'installation de stockage d'électricité ne peut pas être assimilée à une installation de production d'électricité, dès lors que les installations de production convertissent de l'énergie primaire en énergie électrique.

233. Cela étant dit, certaines installations de stockage d'électricité répondent à la définition de l'« installation de production d'électricité », figurant à l'article 2, point 28), du règlement 2019/943. Tel est le cas des stations de transfert d'énergie par pompage « mixtes ». Pour ces installations, le réservoir en amont est alimenté à la fois par un écoulement naturel et un apport artificiel du système de pompage. Par conséquent, ces installations doivent être considérées, pour le volume produit à partir de l'eau pompée, comme des « installations de stockage d'énergie », au sens de la directive 2019/944, et pour le volume produit à partir de l'écoulement naturel de l'eau, comme des « installations de production d'électricité », au sens du règlement 2019/943.

234. D'autre part, l'installation de stockage d'électricité ne peut pas être considérée comme un site de consommation. Il faut tout de suite préciser qu'aujourd'hui, le législateur de l'Union n'a pas eu l'occasion d'employer, et, *de facto*, de définir la notion de « site de consommation d'électricité ». Bien que le règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation⁴⁸⁶ définisse la notion d'« installation de consommation d'électricité », cette notion reste appréhendée sous l'angle du réseau⁴⁸⁷. Dans le cas précis, il est question de démontrer que, du point de vue de l'installation, le dispositif de stockage d'électricité n'est pas un site de consommation d'électricité, lequel peut s'entendre, si l'on s'en tient aux règles du marché intérieur de l'électricité, comme le site de soutirage d'un « client final », au sens de l'article 2, point 3), de la directive 2019/944. À ce propos, il a été vu

⁴⁸⁴ « Énergie secondaire », *Définitions*, INSEE, 14 mai 2020.

⁴⁸⁵ « Énergie primaire », *Définitions*, INSEE, 13 octobre 2016. Principalement, le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.

⁴⁸⁶ *JOUE*, n° L 223, 18 août 2016, p. 10–54.

⁴⁸⁷ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, article 2, point 1).

précédemment que l'opérateur de stockage d'électricité ne peut pas être qualifié de « client final », au sens de la directive 2019/944, dès lors qu'il est censé reporter l'utilisation finale de l'électricité⁴⁸⁸. Par conséquent et en toute logique, il faut considérer, à l'aune des développements précédents, qu'une installation de stockage d'électricité n'est pas un site de consommation d'électricité, tel qu'on l'entend aux fins de la présente étude.

235. Toutes ces considérations appellent à reconnaître les spécificités des installations de stockage d'électricité, de façon à les traiter comme une catégorie distincte des sites de consommation et des installations de production d'électricité.

B. Du point de vue du réseau

236. Il semble être communément admis que, du point de vue du réseau, une installation de stockage d'électricité, quelle que soit la technologie utilisée, se conduit comme une installation de production et un site de consommation d'électricité. Pour la CRE, l'installation de stockage se présente, du point de vue du réseau, « *comme un site qui injecte et soutire, de la même manière qu'un autoconsommateur*⁴⁸⁹ ». Il en est de même pour Enedis, le principal gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité, qui considère que l'installation de stockage d'électricité stationnaire se comporte, du point de vue du réseau public de distribution, « *comme une installation disposant d'une capacité à injecter et à soutirer de la puissance électrique*⁴⁹⁰ ».

237. Ce constat est pleinement partagé par le groupe d'experts travaillant sur l'intégration du stockage d'électricité aux codes de réseau et aux lignes directrices, sous la direction du *Grid Connection Stakeholder Committee*, organisé par l'ACER et ENTSO-E. Ce groupe de travail, composé d'experts représentant notamment des associations (ENTSO-E, EDSO-E, EASE, EURELECTRIC), la Commission européenne ou encore l'ACER, considère que les installations de stockage d'électricité ont un comportement similaire à l'égard des installations de production et de consommation d'électricité et doivent, par conséquent, se voir appliquer les mêmes exigences⁴⁹¹.

238. Cette ressemblance est telle que le groupe d'experts propose de définir, dans le règlement 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité,

⁴⁸⁸ V., en ce sens, paragraphes 185 et s.

⁴⁸⁹ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, *op. cit.*, point 3.1., p. 21.

⁴⁹⁰ Conditions de raccordement des installations susceptibles d'injecter et de soutirer, Enedis, Direction Technique, Enedis-PRO-RES_78E, Version 3, 21 mai 2021, point 2, p. 9, 17 p.

⁴⁹¹ V., en ce sens, Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*, p. 18.

un « module de stockage d'électricité » comme « *un module de production d'électricité qui peut injecter et consommer de l'énergie active vers et depuis le réseau.*⁴⁹² » Le groupe d'experts prévoit également de modifier le règlement 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation⁴⁹³, de telle manière à faire entrer le stockage d'électricité dans son champ d'application. En l'état actuel du droit, seules les stations de transfert d'énergie par pompage sont soumises aux dispositions du règlement 2016/1388⁴⁹⁴. Il a prévu, à cet égard, de qualifier les installations de stockage d'électricité, relativement à ce règlement, d'« installation de consommation », au sens de l'article 2, point 1), du présent règlement. Selon les dispositions de l'article 2, point 1), dudit règlement, l'« installation de consommation » d'électricité est définie comme « *une installation qui consomme de l'énergie électrique et qui est raccordée à un ou plusieurs points de raccordement avec le réseau de transport ou de distribution*⁴⁹⁵ ». À la lecture de ce libellé, il peut être remarqué que l'assimilation de l'installation de stockage à l'installation de consommation ne soulève pas de difficulté particulière dès lors que les dispositions excluent les expressions « *consommation finale* » et « *utilisation finale* ».

239. Cette solution laisse sceptique. Les choses auraient évidemment été plus simples s'il avait été prévu que l'« installation de consommation » soit définie comme une installation qui « *soutire de l'énergie électrique* » et non qui « *consomme de l'énergie électrique* », auquel cas il n'y aurait eu aucune difficulté de principe à admettre que l'installation de stockage d'électricité est, lorsqu'elle soutire de l'électricité du réseau, une installation de consommation au sens du règlement 2016/1388. Le problème est que la notion de « stockage d'énergie », utilisée et définie par la directive 2019/944, n'emploie pas le terme de « consommation », ni les termes dérivés de la même famille, mais les termes suivants : « *report de l'utilisation finale de l'électricité* », « *conversion* » et « *reconversion* ». Or, au regard de la hiérarchie des normes, ce règlement ne se situe pas au même niveau que la directive 2019/944 et ne peut, en tant que règle d'exécution, modifier le sens donné par le législateur à l'égard du stockage d'énergie. Une solution pourrait consister à préciser plus clairement que les installations de stockage d'électricité se comportent, du point de vue du réseau, comme des installations de consommation d'électricité, au sens de l'article 2, point 1), du règlement 2016/1388. Cela permettrait d'assurer une certaine cohérence avec les dispositions de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et éviter toute interprétation, notamment avec la notion de « client final ».

⁴⁹² Storage Expert Group: Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, 48 p., Appendix A, p. 40 (traduit par l'auteur).

⁴⁹³ JOUE, n° L 223, 18 août 2016, p. 10–54.

⁴⁹⁴ *Ibid.*, article 3, paragraphe 2, point b).

⁴⁹⁵ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, article 2, point 1).

240. Ensuite, du point de vue du réseau, il faut distinguer les installations de stockage d'électricité synchrones des installations asynchrones. Cette distinction est importante, car ces installations sont soumises à des régimes différents⁴⁹⁶. À titre liminaire, il convient de rappeler que le transport de l'électricité se fait exclusivement en courant alternatif, celui-ci étant généré par la rotation des alternateurs. Les moyens de production d'électricité conventionnels sont généralement équipés d'un ou plusieurs alternateurs, de telle sorte que la vitesse de rotation de l'alternateur et la fréquence de la tension générée sont égales dans un rapport constant et donc au synchronisme⁴⁹⁷. Ces installations peuvent donc être directement raccordées au réseau. À la différence des machines synchrones, les machines asynchrones produisent de l'électricité en courant continu⁴⁹⁸. Les moyens de production d'électricité renouvelable sont généralement des installations de production asynchrones⁴⁹⁹ (éoliennes, panneaux photovoltaïques). Elles sont par conséquent raccordées au moyen d'un convertisseur statique d'électronique de puissance, de type onduleur, qui convertit l'énergie en courant alternatif⁵⁰⁰. Cette différence de fonctionnement se trouve également dans le stockage d'électricité⁵⁰¹. Ainsi, selon l'Association européenne du stockage d'énergie⁵⁰², peuvent être considérées comme des installations de stockage synchrones, les stations de transfert d'énergie par pompage et les installations de stockage par air comprimé. Les installations de stockage par batteries, les piles à combustible et les volants d'inertie peuvent quant à elles être classés en tant qu'installations de stockage asynchrones. Dans la mesure où le stockage d'électricité se comporte, du point de vue du réseau, comme une installation de production, le groupe d'experts travaillant sur l'intégration du stockage d'électricité aux codes de réseau et aux lignes directrices entend⁵⁰³ traiter les unités de stockage synchrones de la même manière que les unités de production d'électricité synchrone, et, *vice versa* pour les unités de stockage asynchrones.

§2. – La qualification juridique de l'installation de stockage

241. Le premier essai de définition vient du droit national, plus précisément de l'arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-

⁴⁹⁶ V., en ce sens, Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

⁴⁹⁷ V., en ce sens, *Ibid.*, article 2, point 9).

⁴⁹⁸ V., en ce sens, BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, pp. 175-176.

⁴⁹⁹ *Ibid.*

⁵⁰⁰ *Ibid.*, p. 175.

⁵⁰¹ V., en ce sens, Storage Expert Group: Phase II Final Report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*, p. 11

⁵⁰² V., en ce sens, EG on Storage: EASE Inputs, 20 December 2018, EASE, in Storage Expert Group: Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, Appendix.

⁵⁰³ V., en ce sens, Storage Expert Group: Phase II Final Report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*, p. 26 et p. 36.

9-5 du code de l'énergie⁵⁰⁴, actuellement en vigueur. L'article 1^{er} de l'arrêté dispose notamment que l'installation de stockage est « *un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité.*⁵⁰⁵ ». Le droit de l'Union s'est ensuite emparé de la question du stockage d'électricité. Le législateur de l'Union est notamment intervenu pour donner une définition générale de l'« installation de stockage d'énergie », figurant dans la directive 2019/944, intégrant à la fois le stockage stationnaire et non stationnaire. Mais, victime de son « succès », l'installation de stockage d'électricité a été définie, en ordre dispersé, dans de multiples textes. Cette richesse lexicale rend l'exercice de définition particulièrement complexe, d'autant que les notions sont très fluctuantes d'un point de vue terminologique.

242. En conséquence, il est proposé ici de distinguer la notion de « principe » (A), c'est-à-dire l'« installation de stockage d'énergie », telle que définie par la directive 2019/944, des autres notions (B).

A. La notion de « principe »

243. En droit de l'Union, l'« installation de stockage d'électricité », est une catégorie d'installation qui est indirectement définie sous la notion d'« installation de stockage d'énergie », telle que figurant à l'article 2, point 60), de la directive 2019/944. Plus précisément, l'article 2, point 60), de la directive 2019/944, définit l'« installation de stockage d'énergie » comme « *dans le système électrique, une installation où est stockée de l'énergie* ». Ce libellé renvoie directement à la notion de « stockage d'énergie », qui est définie à l'article 2, point 59), de cette directive comme « *dans le système électrique, le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie*⁵⁰⁶ ».

244. La directive 2019/944 se veut suffisamment large et technologiquement neutre pour englober l'ensemble des moyens de stockage d'énergie. Ainsi, n'importe quelle installation qui répond à la notion de « stockage d'énergie », au sens de l'article 2, point 59), de la directive 2019/944, doit être considérée comme une « installation de stockage d'énergie », au sens de l'article 2, point 60), de cette même directive.

⁵⁰⁴ JORF n° 0167 du 20 juillet 2016.

⁵⁰⁵ Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2°.

⁵⁰⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 59).

245. L'étude de la définition de la notion d' « installation de stockage d'énergie » fait apparaître une ambiguïté certaine, le terme « installation » restant un élément subjectif pouvant être sujet à interprétation face à des cas concrets. Tel est le cas du stockage d'électricité non stationnaire. En effet, la qualification du véhicule électrique en tant qu' « installation » est plus délicate que celle d'une installation stationnaire. Même si le terme « installation » connaît une certaine plasticité, il pourrait être envisagé de considérer que la notion d'« installation de stockage d'énergie », au sens de la directive 2019/944, exclut de son champ d'application les véhicules électriques. La lecture des dispositions de la directive 2019/944 tend à confirmer que l' « installation de stockage d'énergie » au sens de l'article 2, point 60), de la directive 2019/944, est entendue comme étant une installation de stockage stationnaire. L'exemple le plus caractéristique reste l'article 42 de la présente directive qui donne la faculté au gestionnaire de réseau de transport de décider du raccordement de nouvelles « *installations de stockage d'énergie*⁵⁰⁷ » au réseau de transport. Pourtant, le législateur de l'Union a souhaité définir la notion de « stockage d'énergie », d'une telle façon à ce que la notion s'applique aussi bien au stockage stationnaire que non stationnaire.

246. En droit interne, alors que l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021⁵⁰⁸, qui transpose notamment la directive 2019/944, est intervenue pour définir la notion de « stockage d'énergie »⁵⁰⁹, le pouvoir réglementaire ne s'est pas saisi de cette opportunité pour inclure une définition de la notion d' « installation de stockage d'énergie ». Cet « oubli » peut légitimement conduire à se poser la question de son exclusion du code de l'énergie. Sans doute est-il possible d'envisager une explication fondée sur l'existence de la définition de l' « installation de stockage » figurant à l'article 1^{er} de l'arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie.

247. L'article 1^{er}, point 2°, de cet arrêté définit l'installation de stockage comme « *un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les*

⁵⁰⁷ V., aussi, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 15, paragraphe 5, point c).

⁵⁰⁸ Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

⁵⁰⁹ *Ibid.*, article 33.

moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment liés aux moyens de transport, ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté ».

248. Pourtant, cette alternative n'est pas satisfaisante. D'une part, le champ d'application de ces dispositions se limite aux modalités réglementaires relatives à la transmission des informations au registre national des installations de production et de stockage d'électricité prévue à l'article L. 142-9-1 du code de l'énergie. D'autre part, cette définition exclut les technologies de stockage d'énergie qui ne restituent pas l'électricité sur le réseau. En effet, faut-il rappeler que la notion d' « installation de stockage d'énergie », au sens de l'article 2, point 60), de la directive 2019/944, s'applique aussi bien aux installations de stockage d'énergie qui restitue l'électricité sur le réseau électrique qu'aux installations qui utilisent l'énergie stockée en tant que vecteur d'énergie (e.g. cas des installations de « Power-to-gas »). Il pourrait donc être suggéré de transposer la définition de la notion d' « installation de stockage d'énergie » en droit interne, de telle manière à garantir une certaine sécurité juridique pour les projets de stockage d'énergie. La notion gagnerait en transparence et les risques d'interprétation et de confusion seraient atténués. Une définition plus précise que celle prévue à l'article 2, point 60), de la directive 2019/944, pourrait être défavorable, dans la mesure où elle pourrait exclure certaines installations de stockage de la définition.

B. Les autres notions

249. Évoquée jusqu'alors dans la littérature économique et des sciences de l'ingénieur, l'installation de stockage d'électricité a fait l'objet d'une reconnaissance juridique ces dernières années dans des contextes normatifs très différents. L'installation de stockage d'électricité est, à titre principal, appréhendée par les textes organisant les règles communes pour le marché intérieur de l'énergie (1), et à titre subsidiaire, par les textes organisant les règles pour les statistiques en matière d'énergie (2) ainsi que par le règlement relatif aux batteries et aux déchets de batteries (3).

1. Les notions définies par les textes organisant les règles communes pour le marché intérieur de l'énergie

250. Ces cinq dernières années, le droit sectoriel européen organisant le marché intérieur de l'énergie a opéré plusieurs renvois à la notion d'installation de stockage d'énergie. Plusieurs notions ont effectivement été élaborées pour désigner, caractériser et qualifier des installations ayant pour intention, de manière principale ou accessoire, de stocker de l'énergie électrique : « *centrale électrique hybride renouvelable* », « *projet de stockage d'énergie colocalisé* », « *composant pleinement intégré au réseau* », « *unité de pompage-turbinage* » ou encore « *installation de stockage d'hydrogène* ». Cette diversité rend les regroupements forcément hasardeux, même si ces notions peuvent, aux fins de la présente étude, se regrouper

selon la structuration de l'installation (a), la finalité (b) ou encore les technologies de stockage (c).

a) Selon la structuration de l'installation

251. De plus en plus de producteurs d'électricité ont recours à un dispositif de stockage d'électricité pour optimiser l'utilisation de leurs centrales de production. C'est d'autant plus vrai pour les producteurs d'électricité renouvelable. L'électricité excédentaire produite en « heure creuse », c'est-à-dire en période de prix bas, peut être déstockée en « heure de pointe », lorsque les prix sont élevés permettant aux producteurs d'optimiser la vente de leur production⁵¹⁰. Ces installations de production sont communément présentées comme des « installations hybrides »⁵¹¹. Elles se différencient des installations stationnaires isolées.

252. L'installation hybride a récemment été consacrée par la directive modifiant la directive 2018/2001 du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables⁵¹² sous la notion de « *stockage colocalisé de l'énergie* », au sens de l'article 2, de ladite directive. La notion de « *stockage colocalisé de l'énergie* » se définit ainsi comme « *une installation de stockage d'énergie combinée à une installation de production d'énergie renouvelable et raccordée à un même point d'accès au réseau*⁵¹³ ».

253. En droit interne, l'installation hybride trouve une définition à l'article R. 314-1 du code de l'énergie, qui définit la notion d' « *installation* », au sens de la section 1 du Chapitre IV du Titre Ier du Livre III du code de l'énergie, relative aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, comme : « *[l']ensemble des machines électrogènes appartenant à la même filière de production et répondant aux caractéristiques définies par les arrêtés mentionnés à l'article R. 314-12, complété le cas échéant des ouvrages précisés par ces arrêtés. Sous réserve de l'existence d'un dispositif technique permettant de distinguer l'énergie éventuellement stockée provenant de l'installation de production de celle soutirée sur le réseau, un dispositif de stockage ou une infrastructure de recharge pour véhicules électriques ou hybrides rechargeables telle que caractérisée au second alinéa de l'article L. 315-1 peuvent faire partie*

⁵¹⁰ D'autres utilisateurs peuvent avoir recours à un dispositif de stockage d'électricité, à des fins d'optimisation. Tel est le cas des consommateurs industriels qui peuvent utiliser, en lieu et place d'un générateur au diesel, un moyen de stockage.

⁵¹¹ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », Document de réflexion et de proposition, CRE, *op. cit.*

⁵¹² Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil (JOUE, n° L 2023/2413, 31 octobre 2023).

⁵¹³ Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, article premier, 1), h), 44 quinquies.

de l'installation ». Cela étant précisé, force est de constater que ces dispositions doivent être interprétées comme ayant un champ d'application limité, de sorte que l'installation hybride n'est reconnue que dans le cadre des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables. De façon à renforcer la sécurité juridique des projets hybrides, le législateur ou le pouvoir réglementaire pourrait envisager de définir, dans des termes plus ou moins identiques, du moins en cohérence avec la directive 2018/2001 modifiée, la notion d'installation hybride, en s'attachant à inscrire la définition dans un texte au champ d'application plus large que celui de l'article R. 314-1 du code de l'énergie, issu du décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021⁵¹⁴.

b) Selon la finalité

254. La directive 2019/944 a créé une nouvelle catégorie d'installation de stockage d'électricité : il s'agit des installations de stockage qualifiées de « composants pleinement intégrés au réseau ».

255. Cette notion, quelque peu « technique », doit être appréhendée à la lumière du principe consacré aux articles 36 et 54 de la directive 2019/944 et codifié à l'article L. 352-2 du code de l'énergie selon lequel les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, ainsi que les gestionnaires des réseaux fermés de distribution, ne peuvent pas posséder, développer ou exploiter des installations de stockage d'électricité, sauf lorsqu'il s'agit de « *composants pleinement intégrés au réseau* »⁵¹⁵.

Les « composants pleinement intégrés au réseau » sont, conformément à l'article 2, point 51, de la directive 2019/944, « *des composants qui sont intégrés dans le réseau de transport ou de distribution, y compris des installations de stockage, et qui sont utilisés à la seule fin d'assurer l'exploitation fiable et sûre du réseau de distribution ou de transport, mais pas à des fins d'équilibrage ou de gestion de la congestion* ».

Ainsi, les gestionnaires de réseaux peuvent exploiter des installations de stockage d'électricité si et seulement si elles sont qualifiées de « *composants pleinement intégrés au réseau* », au sens de l'article 2, point 51, de la directive 2019/944.

c) Selon les technologies de stockage

256. L'installation de stockage d'électricité est également appréhendée sous l'angle technologique.

⁵¹⁴ Décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 relatif à l'obligation de transmission d'une attestation de conformité aux prescriptions mentionnées à l'article R. 311-43 du code de l'énergie et portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative à la production d'électricité et à la vente de biogaz (*JORF*, n° 0295 du 19 décembre 2021), article 2, II, 1°.

⁵¹⁵ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphes 2 et 4 et article 54, paragraphes 2 et 5.

257. Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité a pour objet de définir les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité et des stations de transfert d'énergie par pompage. À cette fin, le règlement définit les stations de transfert d'énergie par pompage sous la notion d' « unité de pompage-turbinage ».

Au sens de l'article 2, point 21), de ce règlement, l' « unité de pompage-turbinage » se définit ainsi comme « *une unité hydroélectrique dans laquelle l'eau peut être relevée au moyen de pompes et stockée pour produire, ensuite, de l'énergie électrique* ».

Il faut remarquer que la définition retenue par le règlement est suffisamment large pour réunir les deux technologies de stations de transfert d'énergie par pompage, à savoir les installations « mixtes » et « pures ».

258. D'autre part, le projet de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène, en cours de discussion, prévoit de définir la notion d'« installation de stockage d'hydrogène », comme : « *une installation utilisée pour le stockage de l'hydrogène de haute pureté : / a) y compris la partie du terminal d'hydrogène utilisée pour le stockage, mais à l'exclusion de la partie utilisée pour des activités de production ainsi que des installations exclusivement réservées aux gestionnaires de réseau d'hydrogène dans l'accomplissement de leurs tâches ; / b) y compris les grandes installations de stockage de l'hydrogène, notamment souterraines, mais à l'exclusion des installations de stockage de l'hydrogène de plus petites tailles qui sont facilement reproductibles.* ».

En vérité, cette notion doit être considérée comme une sous-composante de l'installation de stockage d'électricité ou autrement dit comme le dispositif de stockage utilisé par l'installation de stockage d'électricité. Il faut remarquer, par ailleurs, que si la définition est suffisamment large pour intégrer les différents types de stockage souterrain (cavités salines, anciennes mines), elle exclut les technologies « *qui sont facilement reproductibles* », à l'instar des piles à combustible.

2. Les notions définies par les textes organisant les règles pour les statistiques en matière d'énergie

259. L'installation de stockage d'électricité est également appréhendée d'un point de vue statistique. Le règlement (CE) n° 1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie établit un cadre commun pour la production, la transmission, l'évaluation et la diffusion de statistiques énergétiques dans l'Union européenne. L'objectif, clairement affiché au troisième considérant de ce règlement, est de parvenir à disposer d'informations afin d'évaluer l'impact de la consommation d'énergie sur l'environnement et en particulier en ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre.

Ce règlement prend notamment en compte l'électricité consommée et produite par les dispositifs de stockage d'électricité et en particulier les stations de transfert d'énergie par pompage et les batteries.

Le point 3.5.1.2 de l'Annexe A du règlement n° 1099/2008 définit les stations de transfert d'énergie par pompage, sous la notion de « Centrales hydro-électriques mixtes », comme des « *centrales hydro-électriques avec afflux d'eau naturel dans un réservoir supérieur dont une partie ou la totalité de l'équipement peut être utilisée pour pomper l'eau vers le haut ; l'électricité générée est une conséquence de l'afflux d'eau naturel ainsi que de l'eau précédemment pompée vers le haut.*⁵¹⁶ ». Le point 3.5.1.3. de la même annexe définit quant à lui les « Centrales de pompage-turbinage pures » comme les « *centrales hydro-électriques sans afflux d'eau naturel dans le réservoir supérieur ; la grande majorité de l'eau qui génère l'électricité a été précédemment pompée vers le haut, abstraction faite de la pluie et de la neige.* ». Si le règlement n° 1099/2008 fait référence aux batteries, pour autant il ne les définit pas⁵¹⁷.

260. En droit interne, conformément à l'article L. 142-9-1 du code de l'énergie, il est mis à la disposition du ministre chargé de l'énergie par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité « *un registre des installations de production et de stockage d'électricité* ». Ce registre permet aux services de l'État d'avoir accès aux informations relatives au système énergétique afin d'élaborer la politique énergétique et de pouvoir suivre sa mise en œuvre⁵¹⁸.

261. À ce propos, l'article 1^{er} de l'arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie⁵¹⁹ définit « l'installation de stockage » comme « *un ensemble d'équipements de stockage stationnaire de l'électricité permettant de stocker l'énergie électrique sous une autre forme, puis de la restituer en énergie électrique tout en étant couplé aux réseaux publics d'électricité. Les technologies de ces équipements regroupent notamment les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, le stockage par conversion de l'électricité en hydrogène, les batteries électrochimiques et les volants d'inertie. L'installation est raccordée directement à un réseau public d'électricité ou indirectement, par l'intermédiaire d'installations appartenant à un utilisateur de ce réseau. Les moyens de stockage d'énergie non stationnaires, notamment*

⁵¹⁶ Règlement (CE) n°1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie (JOUE, n°304, 14 novembre 2008, p. 1-62), Annexe A, point 3.5.1.

⁵¹⁷ V., en ce sens, *Ibid.*, Annexe B, point 3.2.16.

⁵¹⁸ V., en ce sens, Étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, 29 juillet 2014, article 51, p. 242.

⁵¹⁹ JORF, n° 0167 du 20 juillet 2016.

liés aux moyens de transport, ne relèvent pas des installations de stockage au titre du présent arrêté.⁵²⁰ ».

262. Il faut remarquer que cette définition se limite aux installations de stockage d'électricité stationnaires, dans la mesure où le stockage mobile est explicitement exclu. Il peut également être précisé que ne font pas partie du champ d'application les installations de stockage d'électricité en autoconsommation qui n'injectent pas d'électricité sur le réseau, ni les installations de stockage d'électricité qui ne font que prélever de l'électricité du réseau pour injecter cette électricité dans le réseau intérieur du client final concerné⁵²¹.

3. Les notions définies par le règlement relatif aux batteries et aux déchets de batteries

263. Le règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries⁵²² est le principal instrument de l'Union européenne consacré aux accumulateurs. Ce texte, qui s'inscrit plus largement dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe, a trois objectifs. Il vise à réorienter les investissements dans les batteries durables, à renforcer le recyclage des batteries et à atténuer les risques liés à l'approvisionnement en matières premières (lithium, cobalt, manganèse, etc.) et à limiter les risques sociaux et environnementaux liés à l'utilisation des batteries et aux déchets de batteries.

264. Le règlement 2023/1542 a élargi le champ d'application des accumulateurs par rapport à la directive 2006/66/CE, de manière à couvrir les batteries au-delà des secteurs « conventionnels ». Parmi les nouveaux secteurs concernés, il faut signaler celui qui a trait au secteur de l'énergie. Le règlement a ainsi créé la notion de « système de stockage d'énergie par batterie stationnaire ». Aux termes des dispositions de l'article 2, point 15), dudit règlement, un « système de stockage d'énergie par batterie stationnaire » se définit comme une « *batterie industrielle à stockage interne, qui est spécifiquement conçue pour stocker et fournir l'énergie électrique depuis le réseau d'électricité et vers celui-ci ou stocker l'énergie électrique pour les utilisateurs finaux et la leur fournir, quels que soient le lieu d'utilisation de la batterie et son utilisateur* ». Ce type de batterie a pour finalité le « stockage d'énergie », comme entendu au sens de l'article 2, point 60), de la directive 2019/944, dès lors que l'électricité prélevée par la batterie a pour finalité d'« *alimenter le réseau d'électricité* ».

⁵²⁰ Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2°.

⁵²¹ E.g. équipements de stockage en aval du compteur permettant de différer une consommation d'énergie finale. Tel est le cas d'un industriel qui utilise une batterie stationnaire comme générateur de secours.

⁵²² Règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries, modifiant la directive 2008/98/CE et le règlement (UE) 2019/1020, et abrogeant la directive 2006/66/CE (JOUE, n° L 191, 28 juillet 2023, p. 1–117).

265. L'autre apport de la réforme opérée par le règlement 2023/1542 est d'avoir introduit une définition de la « batterie de véhicule électrique ». Selon l'article 2, point 14), dudit règlement, la « batterie de véhicule électrique » se définit comme « *une batterie qui est spécifiquement conçue pour fournir l'énergie électrique nécessaire à la traction des véhicules hybrides ou électriques de catégorie L tels qu'ils sont prévus par le règlement (UE) no 168/2013, qui pèse plus de 25 kg, ou une batterie qui est spécifiquement conçue pour fournir l'énergie électrique nécessaire à la traction des véhicules hybrides ou électriques des catégories M, N ou O tels qu'ils sont prévus par le règlement (UE) 2018/858* ». Ce type de batterie se différencie des autres batteries présentes dans le véhicule, telles que celles destinées à alimenter les systèmes de démarrage, d'éclairage ou d'allumage du véhicule.

CONCLUSION DU CHAPITRE 2

266. À partir des développements qui précèdent, trois constats généraux peuvent être dressés. *Primo*, malgré la reconnaissance légale du stockage d'électricité, l'identification de l'activité de stockage connaît quelques difficultés. Après une longue période de silence, le législateur de l'Union a reconnu et défini le stockage d'électricité avec l'objectif de favoriser le développement des énergies renouvelables. La définition retenue s'inscrit plus exactement dans la notion de « stockage d'énergie », notion qui englobe à la fois le stockage d'électricité bidirectionnel et le stockage unidirectionnel, c'est-à-dire sans restitution ultérieure au réseau électrique. Cependant, la définition du « stockage d'énergie » laisse place à différentes interprétations, ce qui peut entraîner des conséquences préjudiciables pour les opérateurs de stockage d'électricité. Ce constat confirme la nécessité de clarifier rapidement la portée de la définition du « stockage d'énergie » pour limiter les risques d'interprétations qui pourraient ne pas correspondre aux intentions initiales du législateur. Afin d'éviter toute controverse, il a donc été proposé de clarifier la notion de « stockage d'énergie » et de définir spécifiquement le « stockage d'électricité ». Ces deux propositions visent à apporter une clarification nécessaire pour une meilleure compréhension et une application cohérente de la législation du secteur de l'électricité au stockage.

267. *Secundo*, il est à noter que la principale source de difficulté réside dans l'absence de définition légale de la notion d'« opérateur de stockage ». Aujourd'hui, l'opérateur de stockage reste le seul acteur du système électrique à ne pas avoir été défini juridiquement. Cette lacune peut conduire à des interprétations erronées. On pourrait effectivement être tenté de l'assimiler à un producteur et à un consommateur final d'électricité lorsqu'il, respectivement, injecte et soutire de l'électricité sur le réseau. Or, cette démarche nierait l'originalité du stockage d'électricité. Là encore, des améliorations sont souhaitables. Il a donc été proposé de définir l'opérateur de stockage pour écarter les incertitudes jusqu'à présent constatées.

268. *Tertio*, bien qu'elle puisse ressembler à une installation de production ou de consommation d'électricité, il est important de souligner que, du point de vue juridique, l'installation de stockage d'électricité n'est pas une installation de production ni un site de consommation d'électricité final. Le droit établit une distinction suffisamment claire et explicite en définissant l'installation de stockage d'électricité comme une entité spécifique qui se consacre au stockage, ce qui la différencie des autres installations et justifie son traitement spécifique. Cette approche juridique est corroborée par les diverses définitions de l'installation de stockage d'électricité. Ces définitions mettent toutes l'accent sur la fonction de stockage d'électricité, soulignant ainsi la spécificité de ces installations par rapport aux installations de production ou de consommation d'électricité classiques.

CONCLUSION DU TITRE 1

269. Le système électrique repose sur quatre sources de flexibilité : la production d'électricité, notamment à partir de sources telles que l'hydroélectricité et la production thermique, la gestion de la demande électrique, avec les effacements, les réseaux électriques, et enfin, le stockage d'électricité. Le stockage d'électricité se distingue par sa capacité à relever les défis du système électrique, offrant des avantages tant dans la production d'électricité, la gestion des réseaux que la consommation, notamment en favorisant l'autoconsommation.

270. L'objet de ce Titre 1 était de convaincre que, malgré la reconnaissance croissante de l'importance du stockage d'électricité, son identification juridique reste imparfaite. Les développements qui précèdent ont ainsi mis en lumière ces difficultés et ont offert des solutions appropriées pour les résoudre.

271. En plus de clarifier la notion de « stockage d'énergie », il a été ainsi suggéré d'harmoniser les termes faisant référence au stockage d'électricité utilisés en nombre dans le code de l'énergie. Tout en s'assurant qu'elle s'aligne sur l'intention originelle du législateur, une telle démarche aurait deux objectifs principaux. Tout d'abord, elle encouragerait la neutralité technologique en éliminant les termes se rapportant à certaines technologies de stockage. Ensuite, elle contribuerait à réduire les divergences d'interprétation potentielles, ce qui, à son tour, minimiserait les incertitudes juridiques pour les exploitants et les porteurs de projets. Par ailleurs, si la notion de l'« installation de stockage d'électricité » est définie légalement, elle peut être source d'interprétation pour de nombreux acteurs qui peuvent, par exemple, l'assimiler à une installation de production et de consommation. Les précédents développements se sont donc attachés à clarifier cette notion, en la considérant à la fois du point de vue de l'installation elle-même et de son intégration au réseau électrique. Enfin, si le stockage d'électricité est désormais considéré comme une activité à part entière du système électrique, les législateurs ne sont pas intervenus pour définir l'opérateur de stockage. Cette situation contestable, étant donné que tous les acteurs du système électrique ont été légalement définis, entraîne des interprétations divergentes, qui peuvent avoir d'importantes conséquences. Afin de clarifier cette situation, il a été abordé la question de proposer une définition de la notion d'opérateur de stockage, en examinant le choix de l'instrument juridique approprié pour cette définition.

272. Une fois cet exercice d'identification, essentiel pour adapter le régime juridique du stockage d'électricité, les prochains développements vont s'attacher à favoriser l'intégration du stockage d'électricité dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

TITRE 2

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À INTÉGRER DANS LES RÉSEAUX

273. La transition énergétique, qui s'impose comme la réponse aux défis présents et à venir, conduit à passer d'un système électrique centralisé, organisé autour de quelques moyens de production pilotables raccordés au réseau de transport, à un système électrique décentralisé, organisé autour de multiples moyens de production raccordés aux réseaux de distribution, dont une majorité fonctionnent par intermittence et de façon variable. Cette transition vers un système électrique décentralisé entraîne de nouveaux défis qui nécessitent des moyens de flexibilité capables d'intégrer à moindre coût les énergies renouvelables et d'assurer la sécurité des réseaux dont l'organisation se trouve modifiée. Cette situation ouvre de nouvelles perspectives pour le stockage d'électricité. Le stockage d'électricité est un outil d'adaptation utile, tant pour l'exploitation, la gestion que le développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

274. Pour que le stockage d'électricité puisse pleinement jouer son rôle, les installations de stockage doivent disposer d'un lien physique avec le réseau. Le fait que les installations de stockage se comportent à l'égal des installations de production et de consommation peut rendre certaines procédures complexes et générer des coûts importants pour les opérateurs de stockage. Ces installations peuvent ainsi se voir appliquer à la fois les procédures de raccordement des sites de consommation et celles des installations de production. Cette dualité conduit à ce que les installations de stockage s'acquittent des redevances de réseaux à deux reprises.

275. Étant donné que les activités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont régulées, une intervention régulatrice est nécessaire pour aborder les questions liées à l'intégration du stockage dans ces réseaux. La méthodologie de recherche de ce titre se concentrera donc à la fois sur une approche juridique et réglementaire, intégrant une dimension aussi bien technique, économique que politique.

276. Pour faciliter et favoriser l'intégration du stockage d'électricité dans les réseaux, il semble nécessaire d'établir un encadrement juridique adapté tant aux gestionnaires de réseaux qu'aux opérateurs de stockage d'électricité (**Chapitre 1**) et de concevoir une tarification justifiée des réseaux publics adaptée au stockage d'électricité (**Chapitre 2**).

CHAPITRE 1

UN ENCADREMENT JURIDIQUE À ADAPTER

277. L'intégration du stockage d'électricité au réseau implique de nouvelles contraintes, tant opérationnelles que juridiques. Afin de mesurer les enjeux d'un encadrement juridique adapté, il convient d'examiner les règles qui s'appliquent aux gestionnaires de réseaux en ce qui concerne l'utilisation du stockage, ainsi que les règles qui s'appliquent aux opérateurs de stockage.

278. Dans la mesure où la réglementation européenne et nationale comporte encore des écueils susceptibles d'entraver l'intégration du stockage au réseau, l'objectif de ce chapitre est de proposer un cadre propice aux gestionnaires de réseaux (**Section 1**) et aux opérateurs de stockage d'électricité (**Section 2**) dans leur activité respective.

SECTION 1. – LA CRÉATION D’UN CADRE FAVORABLE À L’UTILISATION DU STOCKAGE PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX

279. Pour garantir le développement du stockage d’électricité, mais également la sécurité et la fiabilité des réseaux, il convient de renforcer le cadre applicable à l’utilisation du stockage (§1) et de clarifier le rôle des gestionnaires de réseaux (§2).

§1. – Un cadre applicable à l'utilisation du stockage renforcé

280. Lorsque cela est pertinent techniquement et économiquement, les gestionnaires de réseaux sont incités à recourir à des services de flexibilité pour l'exploitation et le dimensionnement de leur réseau. Cette utilisation n'est pas sans conséquence. Un usage mal coordonné peut engendrer des coûts importants et fragiliser la sûreté des réseaux. C'est pourquoi le législateur européen a exhorté les gestionnaires de réseaux à renforcer la coordination dans l'utilisation des moyens de flexibilité.

281. Par ailleurs, un recours au stockage d'électricité, en lieu et place d'un renforcement du réseau, implique que l'installation soit disponible lorsqu'elle est sollicitée par le gestionnaire du réseau. Dans le cas contraire, les gestionnaires de réseaux pourraient être incités à limiter le recours au stockage d'électricité, retardant ainsi son développement.

282. Il apparaît donc essentiel, dans un premier temps, de tirer parti de l'usage du stockage pour dimensionner et sécuriser les réseaux (A) et, dans un second temps, de renforcer les exigences réciproques liées à l'utilisation des capacités de stockage (B).

A. Tirer parti de l'usage du stockage pour dimensionner et sécuriser les réseaux

283. Le développement du stockage d'électricité présente un potentiel important pour les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Il présente un intérêt pour le dimensionnement des réseaux (1), en réduisant les congestions locales, et pour la sécurité du système électrique (2). Précisons ici que les services d'équilibrage susceptibles d'être offerts par les opérateurs de stockage d'électricité feront l'objet de développements plus détaillés dans la deuxième partie de l'étude.

1. L'intérêt du stockage d'électricité pour le dimensionnement des réseaux

284. En cas de pics de production, il peut arriver que les capacités techniques des réseaux soient atteintes. Les lignes électriques sont saturées et incapables de transporter davantage d'électricité. Cette situation est qualifiée de « congestion⁵²³ ». Les congestions ont tendance à se multiplier avec le développement de l'éolien et du photovoltaïque. La production intermittente et variable de ces installations n'est pas toujours corrélée temporellement à la demande, ce qui peut conduire à un afflux d'électricité qui ne peut être supporté par les lignes électriques si elles ne sont pas suffisamment dimensionnées.

⁵²³ L'article 2, point 4), du règlement 2019/943, définit la notion de « congestion » comme : « une situation dans laquelle toutes les demandes d'échange d'énergie entre des portions de réseau formulées par des acteurs du marché ne peuvent pas toutes être satisfaites parce que cela affecterait de manière significative les flux physiques sur des éléments de réseau qui ne peuvent pas accueillir ces flux ».

285. En théorie, un volume d'injection trop important peut entraîner des besoins de renforcement des réseaux. En pratique, celui-ci doit être maîtrisé, dès lors que son utilité ne serait avérée que quelques heures dans l'année. Les pics de production, qui se produisent lorsque l'installation produit à pleine puissance, sont en effet peu fréquents en raison de l'intermittence et de la variabilité de ces énergies.

286. Les gestionnaires de réseaux peuvent recourir à des moyens de flexibilité en lieu et place des renforcements du réseau de sorte à limiter le coût pour la collectivité⁵²⁴. Le stockage apparaît comme l'une des solutions privilégiées⁵²⁵. Il présente un profil de flexibilité très intéressant. Contrairement aux autres utilisateurs du réseau, les installations de stockage fonctionnent de manière « *opposée*⁵²⁶ », en soutirant de l'électricité lorsque le niveau de production est élevé et en injectant pendant les périodes de déficit. Il permet ainsi d'éviter, ou du moins de différer, le renforcement du réseau, sachant que la construction de nouvelles lignes pose parfois des problèmes d'acceptabilité par la population⁵²⁷.

287. La directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité⁵²⁸ n'autorise pas les gestionnaires de réseaux à posséder, développer, gérer ou exploiter des installations de stockage d'électricité, sauf s'il s'agit de composants pleinement intégrés au réseau et dans des cas dérogatoires approuvés par le régulateur⁵²⁹. Les gestionnaires de réseaux sont toutefois autorisés à recourir à des services de flexibilité pour gérer les contraintes induites notamment par le développement de la production d'électricité renouvelable et l'électrification des usages. Les gestionnaires de réseaux se procurent ces services selon des procédures transparentes, non discriminatoires et fondées sur le marché. Aujourd'hui, Enedis et RTE ont lancé, de manière

⁵²⁴ Un développement plus important d'énergie renouvelable pourrait entraîner un besoin de renforcement sensiblement plus important et, *de facto*, une hausse du coût pour la collectivité. A ce propos, RTE estime le coût des besoins d'investissement sur le réseau de transport d'électricité sur la période 2035-2050 entre 40 et 110 milliards d'euros. Sur le réseau de distribution exploité par Enedis, les investissements devraient croître « durablement » pour s'établir à plus de cinq milliards d'euros par an à l'horizon 2030. V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 10, figure 10.30., p. 512 ; « Plan de développement de réseau », Document préliminaire, Enedis, 13 mars 2023, 184 p., point 4.2., p. 105.

⁵²⁵ V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 4.4., pp. 81-83.

⁵²⁶ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.2.1., p. 27 (traduit par l'auteur).

⁵²⁷ V., en ce sens, Groupe de travail 5 « Dynamiques sociétales » - Document de cadrage n°2 : Prise en compte de l'acceptabilité des moyens de production et de transport d'électricité dans les scénarios du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, RTE, 2020, 35 p., p. 5.

⁵²⁸ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36 et 54.

⁵²⁹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 352-2.

expérimentale, des procédures de mise en concurrence par appel d'offres pour la gestion des congestions locales⁵³⁰.

288. En dépit des avantages qu'il peut apporter au réseau, le stockage d'électricité est insuffisamment pris en compte dans la planification des réseaux⁵³¹. C'est ce qu'il ressort effectivement d'un document de la Commission européenne relatif au stockage d'électricité publié en mars 2023⁵³².

289. Toutefois, tel ne semble pas être le cas en France. En effet, les pouvoirs publics ont mis en place plusieurs mesures encourageant le recours au stockage d'électricité en lieu et place des renforcements du réseau. La loi impose ainsi quasi systématiquement aux gestionnaires de réseaux d'intégrer le stockage d'électricité dans la planification des réseaux.

290. S'agissant du réseau public de transport d'électricité, l'article L. 321-6 du code de l'énergie prévoit que RTE est « *responsable*⁵³³ » du développement de ce réseau. Afin de garantir la réalisation de la mission de développement des réseaux et la capacité du réseau à répondre aux besoins, le même article prévoit que le gestionnaire du réseau élabore, tous les deux ans, un schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Ce schéma identifie notamment les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative, ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Il doit en particulier tenir compte « *du potentiel d'utilisation*⁵³⁴ » des installations de stockage ou de toute autre ressource susceptible de constituer une solution de substitution au développement du réseau. Le dernier schéma décennal, publié en décembre 2019, observe, à ce propos, un besoin de développement du stockage important après 2030 « *pour réduire les coûts du réseau*⁵³⁵ ». Parallèlement à ce schéma, en vertu de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, RTE doit élaborer, en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution, un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3REnR »), qui consiste à

⁵³⁰ Pour Enedis : V., notamment, « Flexibilités locales : Enedis lance un nouvel appel d'offres pour contribuer à la performance du réseau électrique », Enedis, Communiqué de presse, 17 mars 2023 et « La flexibilité au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution », Enedis, Octobre 2019, 16 p. Pour RTE : V., notamment, « Cahier des charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités portant sur la contractualisation de flexibilités participant à la résolution de congestions sur le Réseau Public de Transport d'électricité Lot B : Zone de Perquie », RTE, 29 juin 2022, 43 p.

⁵³¹ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.2.1., p. 27.

⁵³² V., aussi, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 4.5.1., pp. 143-144 ; Opinion N° 05/2021 of 19 July 2021 on the electricity national development plans, ACER, 27 August 2021, 50 p.

⁵³³ C. énergie, article L., 321-6, I, premier alinéa.

⁵³⁴ C. énergie, article L. 321-6, I, deuxième alinéa.

⁵³⁵ Schéma décennal de développement du réseau, Edition 2019, RTE, 30 décembre 2019, 462 p., point 9.5, pp. 296-297.

planifier les ouvrages à créer ou à renforcer pour accueillir, de façon coordonnée et optimale, les nouvelles installations de production d'électricité renouvelable dans les réseaux. Toutefois, contrairement au schéma décennal, la prise en compte ou non des installations de production d'électricité couplées à des installations de stockage ou des installations de stockage seules dans ces schémas n'a pas été précisée par le législateur. Cela est tout à fait cohérent dès lors que ces schémas s'attachent à déterminer les conditions d'accueil de la production d'électricité renouvelable. Aujourd'hui, bien que de manière très subsidiaire, un seul S3R3nR prend en considération le stockage d'électricité⁵³⁶.

291. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients, l'article L. 322-11 du code de l'énergie prévoit la publication, au moins tous les deux ans, d'un plan de développement de réseau. Ce document décrit les investissements pour les cinq à dix prochaines années au périmètre de leur maîtrise d'ouvrage, ainsi que les services de flexibilité nécessaires pour l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques. Le même texte prévoit que le plan « *inclut également le recours [...] à des installations de stockage d'énergie ou à d'autres ressources auxquelles le gestionnaire de réseau de distribution doit recourir comme alternatives à l'expansion du réseau*⁵³⁷ ». Le plan de développement de réseau préliminaire, publié en mars 2023, reconnaît, à cet égard, l'intérêt du stockage et rappelle que l'usage de cette flexibilité est encore au stade de l'expérimentation pour la gestion des contraintes de réseau⁵³⁸.

2. L'intérêt du stockage pour la sécurité du système électrique

292. « *Brique essentielle*⁵³⁹ » à la transition énergétique, le stockage d'électricité contribue à la sécurité du système électrique, qui repose sur deux piliers distincts⁵⁴⁰, à savoir la sécurité d'approvisionnement électrique (a) et la sûreté de fonctionnement du système électrique (b).

a) La contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique

293. L'électricité étant une énergie ne pouvant être stockée à grande échelle à un prix soutenable, les flux d'électricité injectés et soutirés sur le réseau doivent être à l'équilibre à tout moment. La recherche de cet équilibre manifeste l'objectif de la sécurité d'approvisionnement en électricité.

⁵³⁶ Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Provence-Alpes-Côte-D'azur, Schéma révisé, RTE, Juin 2022, 163 p.

⁵³⁷ C. énergie, article L. 322-11, premier alinéa.

⁵³⁸ « Plan de développement de réseau », Document préliminaire, Enedis, 13 mars 2023, point 6.3., pp. 164-165.

⁵³⁹ *Le stockage d'électricité en France*, Document de réflexion et de proposition, CRE, *op. cit.*, p. 26.

⁵⁴⁰ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3., p. 175.

294. L'étude succincte de la notion de « sécurité d'approvisionnement » peut être utile au moins pour deux raisons. La première tient au fait que le développement des énergies renouvelables perturbe l'équilibre entre l'offre et la demande, dès lors que ces énergies, en particulier éolienne et photovoltaïque, ont une production intermittente et variable. La seconde tient au fait que le stockage d'électricité participe à l'offre de flexibilité, nécessaire dans ce contexte pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

295. La sécurité d'approvisionnement en électricité est une préoccupation centrale de la politique énergétique européenne et nationale. En droit de l'Union, l'objectif tire son fondement de l'article 3, point a), du traité de Paris, signé le 18 avril 1951, qui institue la Communauté européenne du charbon et de l'acier. Aujourd'hui, aux termes des dispositions de l'article 194, paragraphe 1, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne : « *la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie vise, dans un esprit de solidarité entre les États membres : [...] b) à assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union* ». La sécurité de l'approvisionnement se voit ainsi positionnée à la deuxième place des objectifs de la politique de l'énergie⁵⁴¹. La notion de « sécurité de l'approvisionnement en électricité » est définie à l'article 2, point 1), du règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité⁵⁴² comme « *la capacité d'un système électrique à assurer l'approvisionnement en électricité des clients à un niveau de performances clairement établi, tel que déterminé par les États membres concernés* ». La sécurité d'approvisionnement en électricité est aussi un objectif de la politique énergétique nationale, énoncé à l'article L. 100-1 du code de l'énergie⁵⁴³. Dans l'intention d'assurer un équilibre constant entre l'offre et la demande électrique⁵⁴⁴, la sécurité de l'approvisionnement implique notamment que soit évitée la défaillance du système électrique, conformément à l'article L. 141-7 du code de l'énergie⁵⁴⁵. La sécurité d'approvisionnement en électricité est considérée comme étant le principal objet du service public de l'électricité, en vertu de l'article L. 121-1 du code de l'énergie⁵⁴⁶. Pour autant, la sécurité d'approvisionnement n'est pas, en soi, un service public à part entière, mais bien une composante, certes dominante, du service public de l'électricité. Si l'avis *Beligaud* du 29 avril

⁵⁴¹ V., en ce sens, CJUE, 7 septembre 2016, C-121/15, *ANODE*, point 48 ; CJUE, 29 juillet 2019, C-411/17, *Inter-Environnement Wallonie et Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen*, point 156.

⁵⁴² Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, pp. 1 – 21).

⁵⁴³ « *La politique énergétique : / [...] 2° Assure la sécurité d'approvisionnement et réduit la dépendance aux importations* ».

⁵⁴⁴ V., par une lecture combinée des articles L. 100-1, L. 141-7, L. 141-8 et D. 141-4 du code de l'énergie.

⁵⁴⁵ Selon les dispositions de l'article D. 141-12-6 du code de l'énergie, la défaillance est définie comme « *la nécessité de recourir aux moyens exceptionnels, contractualisés et non contractualisés, pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité* ». Fixé par voie réglementaire, le critère de défaillance du système électrique impose à cet effet une durée moyenne de défaillance annuelle inférieure à trois heures et de délestage inférieure à deux heures (C. énergie, article D. 141-12-6.).

⁵⁴⁶ V., en ce sens, CE, ass., 12 avril 2013, n° 329570, *FO Énergie et Mines*, Pub. recueil Lebon. V., aussi, CE, avis, 29 avril 2010, n° 323179, *Beligaud* (*JORF*, n° 0107 du 8 mai 2010).

2010 du Conseil d'État relève la présence d'un certain « *service public de la sécurité de l'approvisionnement en électricité*⁵⁴⁷ », cela paraît relever, semble-t-il, d'un concours de circonstances.

296. Le stockage d'électricité présente des particularités intéressantes pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité. Il peut être sollicité à la hausse comme à la baisse et ainsi participer à l'équilibre entre l'offre et la demande en cas de déficit, ou à l'inverse, en cas de pic de production. Le stockage d'électricité fournit une large gamme de services de soutien à cet équilibre. Les dispositifs de stockage d'électricité sont capables de rendre divers services d'équilibrage, y compris sur le mécanisme d'ajustement, pour gérer les déséquilibres à court terme, ainsi qu'une garantie de capacité pour garantir l'équilibre en période de pointe. En cas de menace grave et imminente sur la sécurité d'approvisionnement en électricité, et dans les conditions prévues à l'article L. 321-17-1 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport RTE peut d'ailleurs réquisitionner les capacités de stockage d'électricité qui sont valorisées sur le mécanisme d'ajustement pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

297. Le stockage d'électricité s'avère également pertinent pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique dans les zones non interconnectées. Dans les systèmes électriques insulaires, l'intégration des énergies renouvelables conduit à de fortes perturbations. Pour limiter les incidences sur la sécurité d'approvisionnement, l'article L. 141-9 du code de l'énergie permet au gestionnaire du réseau de déconnecter les installations de production au-dessus d'un certain seuil⁵⁴⁸. Pour en réduire l'usage, qui peut limiter les ambitions en termes de développement des énergies renouvelables dans ces territoires, des solutions ont été mises en place pour intégrer ces énergies tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système électrique. Parmi ces solutions, figure particulièrement le recours aux dispositifs de stockage d'électricité pilotés par les gestionnaires des réseaux concernés⁵⁴⁹.

b) La contribution à la sûreté du système électrique

298. Dans la droite ligne des développements précédents, le stockage d'électricité est une source de flexibilité qui peut contribuer à la sûreté du système électrique de plusieurs façons. Outre le service de reconstitution du réseau, communément appelé « *black-start*⁵⁵⁰ », le stockage d'électricité est capable d'offrir un apport en inertie, essentiel, si ce n'est indispensable, à la sûreté du système électrique.

⁵⁴⁷ CE, avis, 29 avril 2010, n° 323179, *Beligaud*.

⁵⁴⁸ Ce seuil est précisé dans les programmations pluriannuelles de l'énergie des collectivités d'outre-mer visées à l'article L. 141-5 du même code.

⁵⁴⁹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 121-7, 2°, b).

⁵⁵⁰ V., en ce sens, RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, point 2.1.3., p. 56.

299. Jusqu'à présent, la majorité des moyens de production d'électricité reposaient sur des centrales de production utilisant des générateurs synchrones. Ces centrales, directement raccordées au réseau, doivent faire tourner, à la même vitesse de rotation, leur alternateur pour produire une tension de fréquence uniforme égale à 50 Hertz. En cas de chute de tension, provoquée par l'arrêt d'un groupe de production ou un pic de consommation, les centrales doivent s'ajuster automatiquement pour garantir le maintien de la fréquence. Au-dessus d'un certain seuil, les groupes de production se séparent du réseau pour des questions de sécurité, ce qui peut conduire, par emballements, à un « écroulement de fréquence⁵⁵¹ », puis à un *black-out*.

300. La réduction des capacités de production conventionnelles, utilisant des générateurs synchrones, au profit des centrales de production renouvelable, non synchrones, devient « *un enjeu significatif*⁵⁵² » pour les gestionnaires de réseaux. L'électricité produite par ces nouveaux moyens de production est injectée sur le réseau à partir de l'électronique de puissance qui ne génère pas d'inertie. La fréquence et l'inertie fournies par les moyens de production conventionnels doivent alors être complétées.

301. Si le recours aux compensateurs synchrones reste une solution privilégiée⁵⁵³, il n'en demeure pas moins que les moyens de stockage d'électricité, tels que les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage par air comprimé, qui fonctionnent au moyen d'une turbine et d'un alternateur, et les volants d'inertie, sont susceptibles de palier à ce manque d'inertie. Bien qu'intéressante pour la sûreté du système électrique, la CRE considère que la technique de l'inertie synthétique⁵⁵⁴ fournie par les batteries stationnaires « *n'est pas suffisamment mature pour être valorisée*⁵⁵⁵ ».

B. Renforcer les exigences réciproques liées à l'utilisation des capacités de stockage

302. Les nouveaux moyens de flexibilité sont en grande partie présents sur les réseaux publics de distribution d'électricité. Ils peuvent avoir de la valeur pour le système électrique

⁵⁵¹ V., en ce sens, Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I, pp. 118-119.

⁵⁵² « Le rôle des smart grids » in « Les enjeux de l'insertion des EnR sur les réseaux », CRE, Smartgrids, 16 décembre 2020, Site internet [<https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/les-enjeux-de-linsertion-des-enr-sur-les-reseaux/le-role-des-smart-grids>].

⁵⁵³ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.8.1., p. 369.

⁵⁵⁴ Il s'agit concrètement d'« *imiter la réponse d'une machine tournante lors d'une variation de la puissance appelée par le réseau, à la hausse comme à la baisse, dans le cas où les onduleurs de l'installation fonctionnent en mode grid-forming. L'installation permet ainsi de limiter la vitesse de variation de la fréquence du réseau.* ». V., Délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, CRE, 26 janvier 2023, point 3.3., p. 4.

⁵⁵⁵ *Ibid.*

aussi bien pour les réseaux de distribution que pour le réseau de transport d'électricité. RTE identifie trois grandes contributions que peuvent apporter les moyens de flexibilité aux réseaux : la gestion de l'équilibrage au niveau national, la résolution des contraintes liées aux flux électriques sur les réseaux publics de distribution et sur le réseau public de transport d'électricité⁵⁵⁶.

303. Bien qu'utile au système électrique, l'utilisation croissante des services des flexibilités, et *a fortiori* du stockage d'électricité, peut potentiellement générer des conflits d'activation. Un défaut de coordination entre les opérateurs de réseaux peut en effet donner lieu à diverses situations préjudiciables pour le réseau électrique⁵⁵⁷, telles que des effets rebonds⁵⁵⁸, des problèmes de disponibilité des capacités flexibles⁵⁵⁹, une double valorisation d'une flexibilité⁵⁶⁰, etc. Avec le développement croissant de l'utilisation des moyens de flexibilité, une coordination renforcée entre les gestionnaires de réseaux devient donc essentielle pour éviter les surcoûts liés à la gestion de la flexibilité et garantir la sécurité du système électrique **(1)**. La gestion de la disponibilité des capacités de stockage d'électricité présente également un enjeu de taille, notamment lorsque les installations de stockage ne sont pas en capacité technique de répondre aux sollicitations des gestionnaires de réseaux. Il est donc crucial que le cadre juridique réponde à ce défi afin de promouvoir une transition énergétique réussie **(2)**.

1. Au moyen d'une coordination entre les gestionnaires de réseaux

304. Avec le développement de la production d'électricité renouvelable, la coordination et l'échange d'informations entre les gestionnaires du réseau public de transport

⁵⁵⁶ V., en ce sens, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, Juin 2016, 153 p., Chapitre 5, point 5.3., p. 55.

⁵⁵⁷ V., en ce sens, Étude mandatée par la Commission de régulation de l'énergie, E-CUBE Stratégie, Juillet 2017, 96 p. ; Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité – Appel à contributions du 30/11/18 au 01/03/19, Enedis, p. 8.

⁵⁵⁸ Effet rebond : « augmentation de [la] consommation en puissance d'un site de soutirage sur une courte durée à l'issue d'une période d'effacement. ». V., en ce sens, Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, E-CUBE Strategy Consultants, Juillet 2017, 96 p., point 3.6.1., p. 70.

⁵⁵⁹ Une participation croisée des flexibilités au niveau national et local peut conduire à des difficultés de disponibilité des capacités flexibles. Un tel conflit d'activation peut être le résultat, par exemple, d'une sollicitation successive d'une flexibilité à la fois sur le réseau de transport et sur celui de distribution. Par exemple, si une batterie « est appelée en injection à 2 reprises sans avoir le temps de se recharger entre, alors la 2nde activation ne pourra être honorée comme dû. De même, un consommateur venant de s'effacer durant plusieurs heures ne sera plus disponible pour répondre à une sollicitation arrivant immédiatement après la première. ». V., *Ibid.*, point 3.7.1., p. 72.

⁵⁶⁰ Un acteur mal intentionné peut activer sa flexibilité à un même moment sur deux mécanismes distincts. Par conséquent, « l'acteur est doublement rémunéré alors qu'il ne crée qu'une seule et même valeur pour la collectivité », renchérissant le coût de l'électricité pour le consommateur final. V., *Ibid.*, point 3.8.1., pp. 76-77.

et des réseaux publics de distribution d'électricité deviennent un enjeu majeur⁵⁶¹. Depuis les premières directives⁵⁶², et désormais le règlement 2019/943 et la directive 2019/944⁵⁶³, la coopération figure parmi les principales missions des gestionnaires de réseaux. Conformément au règlement 2019/943, ils sont tenus de partager les informations et les données essentielles pour le fonctionnement quotidien de leurs réseaux⁵⁶⁴. Une nouveauté importante est que ces gestionnaires de réseaux sont désormais chargés de coopérer en vue « *d'obtenir un accès coordonné aux ressources, comme la production distribuée, le stockage d'énergie ou la participation active de la demande, qui peuvent permettre de répondre à des besoins particuliers à la fois des gestionnaires de réseau de distribution et des gestionnaires de réseau de transport.*⁵⁶⁵ ». En matière de *redispatching*⁵⁶⁶, le règlement 2019/943 requiert des gestionnaires de réseaux qu'ils « *coopèrent*⁵⁶⁷ » afin d'obtenir un accès coordonné aux ressources⁵⁶⁸. Concrètement, si le gestionnaire de réseau de transport active une batterie dont le point de livraison est rattaché au réseau de distribution d'électricité, il doit pouvoir connaître l'ensemble des informations détenues par le gestionnaire de ce réseau pour exiger le soutirage ou l'injection des flux nécessaires à l'effacement de la contrainte présente sur le réseau qu'il exploite.

305. Les exigences techniques relatives à l'échange d'informations sont prévues dans le règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice

⁵⁶¹ V., en ce sens, Annual Work Programme. ENTSO-E's work on legal mandates, ENTSO-E, 2022, 28 p., p. 20 ; TSO-DSO Data Management Report, CEDEC, EDSO, ENTSO-E, Eurelectric, GEODE, 2016, 70 p. ; BEEKER (E.), Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, France Stratégie, Novembre 2019, 146 p., pp. 67-68 ; HADUSH (S.), MEEUS (L.), "DSO-TSO cooperation issues and solutions for distribution grid congestion management", *Energy Policy*, 120, September 2018.

⁵⁶² Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (*JOCE*, n° L 027 du 30 janvier 1997 p. 0020 – 0029), article 7, paragraphe 3 ; Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (*JOCE*, n° L 176 du 15 juillet 2003 p. 0037 - 0056), article 9, point c) ; Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 55–93), article 12, point d).

⁵⁶³ V., en ce sens, Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 32.

⁵⁶⁴ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 57, paragraphe 1.

⁵⁶⁵ *Ibid.*, article 57, paragraphe 2.

⁵⁶⁶ En ce sens, « *une mesure, y compris de réduction, qui est activée par un ou plusieurs gestionnaires de réseau de transport ou de réseau de distribution et consistant à modifier le modèle de production, de charge, ou les deux, de manière à modifier les flux physiques sur le système électrique et soulager ainsi une congestion physique ou assurer autrement la sécurité du système* ». V., Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 26).

⁵⁶⁷ V., en ce sens, règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 57, paragraphe 2.

⁵⁶⁸ *Ibid.*

sur la gestion du réseau de transport de l'électricité⁵⁶⁹ (« SOGL »). Pris en application du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité⁵⁷⁰, le règlement 2017/1485 définit les exigences en matière d'échange de données entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux et entre les gestionnaires de réseaux eux-mêmes⁵⁷¹.

306. Force est de constater que le règlement 2017/1485 est inadapté aux nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité qui incitent dorénavant au développement du stockage d'électricité et à l'acquisition, par les gestionnaires des réseaux de distribution, de services de flexibilité pour la gestion des congestions locales. En effet, le règlement 2017/1485, dans sa version actuellement en vigueur, exclut implicitement de son champ d'application le stockage d'électricité en se limitant aux installations de production et aux unités de consommation d'électricité, telles que définies respectivement à l'article 2, point 6), du règlement (UE) 2016/631⁵⁷² de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité et à l'article 2, point 1), du règlement (UE) 2016/1388⁵⁷³ de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation⁵⁷⁴. Dans ce contexte, la révision du règlement 2017/1485 pourrait donc être envisagée, en vue notamment d'assurer un traitement non discriminatoire des installations de stockage d'électricité par rapport aux autres utilisateurs du réseau. Il faut toutefois mentionner que le règlement 2017/1485 devrait, en partie, prendre en compte le stockage d'électricité de manière implicite avec la révision en cours des règlements 2016/631 et 2016/1388, qui devraient considérer le stockage d'électricité comme agissant, pour l'application de leurs dispositions respectives, comme des installations de production et de consommation d'électricité⁵⁷⁵.

⁵⁶⁹ *JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 54–124.

⁵⁷⁰ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (*JOUE*, L 211, 14 août 2009, p. 15–35).

⁵⁷¹ Les articles 40 à 53 du règlement SOGL établissent des règles quant à l'échange de données entre gestionnaires de réseau de transport, entre le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires de distribution, avec également les propriétaires d'installation de production et de consommation d'électricité.

⁵⁷² *JOUE*, n° L 112, 27 avril 2016, p. 1–68.

⁵⁷³ *JOUE*, n° L 223, 18 août 2016, p. 10–54.

⁵⁷⁴ Les deux règlements excluent de leur champ d'application le stockage d'électricité, sauf les stations de transfert d'énergie par pompage. V., en ce sens, Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, article 3, paragraphe 2, point d) et Règlement 2016/1388, article 3, paragraphe 2, point b).

⁵⁷⁵ V., en ce sens, Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*, et Storage Expert Group: Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*

307. Une autre limite, moins théorique, tient au fait que dans l’hypothèse où le stockage d’électricité est susceptible d’être intégré au règlement 2017/1485, le seuil de déclenchement des exigences d’échange de données⁵⁷⁶, qui se limite aux installations de production supérieure ou égale à 1 MW, ne serait pas applicable aux installations de stockage de capacité inférieure à ce seuil. E-DSO et ENTSO-E ont d’ores et déjà suggéré d’assujettir les producteurs d’électricité significatifs, ayant une puissance installée inférieure à 1 MW, aux obligations de partage d’information lorsque ces derniers se trouvent dans des zones congestionnées⁵⁷⁷. Dans ce cas de figure, les gestionnaires de réseaux de distribution seraient libres de fixer, à leur maille, le seuil de déclenchement⁵⁷⁸. Il pourrait être envisagé, à ce propos, d’étudier l’intérêt de répliquer cette mesure aux installations de stockage d’électricité, dès lors qu’elles ont le même comportement du point de vue du réseau que les installations de production et de consommation et peuvent générer des contraintes sur les réseaux.

308. L’élaboration d’un nouveau code de réseau sur l’utilisation des flexibilités et l’échange de données entre gestionnaires de réseaux est une possibilité pour parvenir à un cadre solide pour une intégration et une utilisation réussies de la flexibilité dans les réseaux. L’article 59, paragraphe 1, points a) à d) et paragraphe 2, point e), du règlement 2019/943, offre l’occasion de recourir à une telle mesure. La faculté, offerte aux gestionnaires de réseaux de distribution, d’acquérir des services de flexibilité pour les besoins de leur réseau, justifierait, à ce propos, le renforcement voire la redéfinition des exigences en matière de coordination et d’échange de données dans l’utilisation des moyens de flexibilité⁵⁷⁹.

309. Ajoutons à ces propositions alternatives, la mise en place d’un registre accessible à tous les gestionnaires de réseaux à des fins de coordination et d’échange de données dans l’usage des flexibilités. Cette plateforme commune, suggérée par ENTSO-E et E-DSO⁵⁸⁰, pourrait offrir un panorama des différentes flexibilités raccordées au réseau public de transport et aux réseaux publics de distribution. Ce registre pourrait avoir pour fondement les dispositions de l’article 50, paragraphe 1, du règlement 2019/943, qui exigent que le gestionnaire du réseau de transport établisse des mécanismes de partage d’informations et de coordination afin d’assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion des congestions. La mise en place

⁵⁷⁶ *Ibid.*, article 2, paragraphe 1, point a).

⁵⁷⁷ V., en ce sens, *Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility*, ENTSO-E & E-DSO, June 2021, 101 p., p. 49.

⁵⁷⁸ *Ibid.*

⁵⁷⁹ V., en ce sens, SCHITTEKATTE (T.), REIF (V.), NOUICER (A.), MEEUS (L.), “TSO-DSO-Consumer INTERFACE architecture to provide innovative Grid Services for an efficient power system”, *Interface*, EUI, 2019, 56 p., point 2.1.3., pp. 17-18.

⁵⁸⁰ V., en ce sens, *Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility*, ENTSO-E & E-DSO, June 2021, *op. cit.*, pp. 18-21. V. également, « Réponse de RTE à l’appel à contributions d’Enedis », in « Le 30 novembre 2018, Enedis lançait un appel à contributions sur l’usage des flexibilités locales sur le réseau public de distribution pour gérer, notamment, les congestions et éviter des renforcements de réseaux », *Actualités*, RTE, Site internet, 15 mars 2019.

d'un tel registre aurait l'avantage de susciter sensiblement la concurrence entre les opérateurs de flexibilités⁵⁸¹, dans la mesure où l'offre serait connue de tous et accessible à tous⁵⁸², en accord avec les exigences posées par l'article 3, points b), g), j) et m), du même règlement. Pour renforcer l'efficacité de ce dispositif, il pourrait être envisagé, en premier lieu, de confier à une entité indépendante, rattachée aux gestionnaires de réseaux de transport de chaque État membre, la tenue du registre. Cette entité pourrait avoir pour mission de garantir le respect des exigences en matière de dissociation établies par les règles du marché intérieur de l'électricité, dans la mesure où le risque de distorsions de concurrence peut s'avérer important, notamment en raison de l'accès potentiel à certaines données commercialement sensibles. Une telle condition apparaît nécessaire au développement d'une offre de flexibilité concurrentielle. En second lieu, à des fins de contrôle et sur demande de l'autorité nationale de régulation ou de l'autorité administrative compétente, il peut être envisagé de contraindre le responsable du registre de fournir les informations nécessaires. Enfin, en troisième lieu, la tenue du registre devrait garantir la non-discrimination entre les catégories et technologies de flexibilité susceptibles d'être sollicitées par les gestionnaires de réseaux⁵⁸³, conformément à l'article 3, point j), du règlement 2019/943.

2. Au moyen d'une garantie de disponibilité des capacités de stockage

310. En vue d'être compétitifs par rapport au renforcement du réseau, les opérateurs de flexibilité doivent garantir leurs engagements en tout temps et intégralement auprès des gestionnaires de réseaux. Il faut effectivement observer qu'il s'agit d'un « *transfert du risque*⁵⁸⁴ » entre le renforcement du réseau, intrinsèquement fiable, et l'usage de la flexibilité, plus incertaine⁵⁸⁵. Ce risque doit par conséquent induire le degré de responsabilité des opérateurs de flexibilité quant à leurs engagements auprès des gestionnaires de réseaux, auquel cas l'appel des flexibilités en lieu et place des investissements dans le réseau n'aura, en toute logique, pas lieu d'être. En effet, lorsque la flexibilité est incapable de fournir le service requis⁵⁸⁶, le gestionnaire du réseau est tenu de recourir à des moyens plus coûteux et pénalisants, aussi bien sur le plan économique que sociétal (e.g. répercussion sur le prix de l'électricité par une hausse du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité, diminution du confort en cas de délestage).

⁵⁸¹ Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility, ENTSO-E & E-DSO, June 2021, *op. cit.*, p. 19.

⁵⁸² *Ibid.*

⁵⁸³ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 3, point j).

⁵⁸⁴ Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, Enedis, Octobre 2019, 16 p., p. 10.

⁵⁸⁵ V., en ce sens, Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, E-CUBE Strategy Consultants, 2017, *op. cit.*, point 2.2.2., p. 39.

⁵⁸⁶ V., en ce sens, *Ibid.*, point 2.2.2., p. 39.

311. Aujourd'hui, aucune règle explicite n'exige un tel engagement de disponibilité auprès des gestionnaires de réseaux, bien qu'il faille toutefois préciser que les opérateurs de flexibilité sont responsables des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels ils procèdent, en vertu du principe du responsable d'équilibre⁵⁸⁷ et qu'ils sont appelés à notifier au gestionnaire de réseau avec lequel ils possèdent un point de raccordement toute modification de leurs capacités techniques⁵⁸⁸ ou toute perturbation dans l'exploitation de leurs installations⁵⁸⁹ qui pourrait avoir une incidence sur la sûreté du système électrique.

312. En pratique, même s'il reconnaît que l'usage des flexibilités pour reporter des investissements « *nécessite une tenue des engagements très élevés*⁵⁹⁰ », le principal gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité Enedis a fait le choix d'acquérir des capacités de flexibilité sans engagements, contrairement au gestionnaire du réseau de transport⁵⁹¹. Un parallèle peut être fait avec le mécanisme d'ajustement, dispositif géré par RTE pour la sécurité et la sûreté du système électrique. À propos de la participation du stockage audit mécanisme, la CRE s'est montrée favorable à ce que les installations de stockage ne fassent une offre sur le mécanisme d'ajustement « *que lorsqu'ils ont une connaissance suffisante de leur stock pour garantir, avec une bonne fiabilité, la faisabilité de l'ajustement*⁵⁹² », de façon à éviter tout « *impact négatif sur la prévisibilité des marges opérationnelles de RTE*⁵⁹³ ».

313. Dans l'hypothèse où les gestionnaires de réseaux viendraient à utiliser massivement les flexibilités pour le dimensionnement de leur réseau respectif, il semble utile, pour garantir la sûreté du système électrique, de renforcer les exigences contractuelles, en privilégiant une définition claire des engagements des opérateurs de flexibilité. Aujourd'hui, une bonne définition du besoin⁵⁹⁴ et du contrôle en amont puis de la réalisation⁵⁹⁵ de l'effectivité de la flexibilité sont des conditions indispensables pour garantir la sécurité et la fiabilité des réseaux. RTE considère que de manière générale des « *règles de marché suffisamment incitatives pour que les acteurs des marchés de l'électricité équilibrent leur périmètre très rapidement et avec des volumes potentiellement très supérieurs à ceux d'aujourd'hui*⁵⁹⁶ »

⁵⁸⁷ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 5 ; C. énergie, article L. 321-15.

⁵⁸⁸ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 54, paragraphe 1.

⁵⁸⁹ *Ibid.*, article 54, paragraphe 2.

⁵⁹⁰ V., en ce sens, Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, Enedis, *op. cit.*, p. 10.

⁵⁹¹ V., en ce sens, Réponses aux questions adressées à RTE dans le cadre des recensements d'intérêts des appels d'offres flexibilités expérimentaux, RTE, 13 p., point 2, p. 2.

⁵⁹² Délibération de la CRE du 1^{er} juillet 2021 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2021-216, 12 juillet 2021, p. 2.

⁵⁹³ *Ibid.*

⁵⁹⁴ *Ibid.*, p. 47.

⁵⁹⁵ *Ibid.*, p. 16.

⁵⁹⁶ Groupe de travail 8 « Fonctionnement du système électrique », RTE, 2020, *op. cit.*, p. 35.

devraient également être privilégiées. Enfin, pour garantir un marché concurrentiel non discriminatoire, il semble fort utile de privilégier des exigences de disponibilité non discriminantes selon les moyens de flexibilité (ou les technologies) et que ces dernières soient suffisamment proportionnées, en cohérence avec les dispositions de l'article 3, point j), du règlement 2019/943, qui dispose que « *la production, le stockage d'énergie et la participation active de la demande [...] participent au marché sur un pied d'égalité, dans le respect des exigences prévues dans le droit de l'Union* ».

§2. – En clarifiant le rôle des gestionnaires de réseaux

314. L'exercice même des missions dévolues aux gestionnaires de réseaux publics d'électricité s'oppose à ce que ces derniers interviennent directement sur le marché en tant qu'opérateur de stockage d'électricité. Les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation à développer des activités allant au-delà de leurs missions de service public en se substituant aux acteurs du marché. Dans le prolongement des directives sectorielles relatives au marché intérieur de l'électricité, le législateur de l'Union a posé, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, le principe selon lequel tout gestionnaire de réseau de transport et de distribution d'électricité n'a pas vocation à développer, gérer, exploiter ou détenir des installations de stockage d'électricité⁵⁹⁷.

315. Ce nouveau cadre juridique emporte toutefois son lot d'interrogations, tant concernant ce principe d'interdiction que les dérogations offertes par le législateur communautaire. Cet apport législatif, qui n'a pas encore été précisé en droit interne, nécessite que soit clarifié, au préalable, le rôle des gestionnaires de réseaux publics d'électricité dans l'exploitation régulière des installations de stockage (**A**) et, par suite, leur rôle dans l'exploitation dérogatoire de ces installations (**B**).

A. Dans l'exploitation régulière des installations de stockage

316. Dans l'exercice de leurs missions, les gestionnaires de réseaux utilisent différents leviers pour garantir la sûreté et la sécurité du réseau qu'ils exploitent. Parmi ces leviers, figurent notamment les installations de stockage d'électricité considérées comme des « *composants pleinement intégrés au réseau*⁵⁹⁸ ».

⁵⁹⁷ Lors de la transposition de ce principe en droit interne, effectué par l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, l'occurrence « *gérer* » a tout simplement disparue. En l'état actuel du droit, l'article L. 352-2 du code de l'énergie dispose que : « *Les gestionnaires de réseaux publics d'électricité et les gestionnaires des réseaux fermés de distribution ne peuvent pas posséder, développer ou exploiter des installations de stockage d'énergie dans le système électrique.*⁵⁹⁷ ». A date, ni la Direction générale de l'énergie et du climat (« DGEC ») du Ministère de la transition énergétique, ni la CRE n'a pris officiellement position sur le sujet.

⁵⁹⁸ Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 51).

317. En vertu des articles 36 et 54 de la directive 2019/944, les gestionnaires de réseau de transport et de réseaux de distribution d'électricité « *ne peuvent être propriétaires d'installations de stockage d'énergie, ni les développer, ni les gérer ou les exploiter*⁵⁹⁹ ». Cette interdiction ne s'applique pas aux installations qui sont considérées de « composants pleinement intégrés au réseau ».

318. L'article 2, point 51), de la directive 2019/944, définit les « composants pleinement intégrés au réseau » comme « *des composants qui sont intégrés dans le réseau de transport ou de distribution, y compris des installations de stockage, et qui sont utilisés à la seule fin d'assurer l'exploitation fiable et sûre du réseau de distribution ou de transport, mais pas à des fins d'équilibrage ou de gestion de la congestion* ». Le législateur de l'Union a laissé le choix aux États membres de déterminer les installations en cause⁶⁰⁰. Aujourd'hui, le pouvoir réglementaire n'est pas encore intervenu pour délimiter les dispositifs concernés. En toute hypothèse, il s'agirait principalement de batteries de secours pour assurer la surveillance, la conduite et l'exploitation du réseau associé à la maîtrise de la disponibilité des ouvrages ou au plan de protection, de batteries remplaçant les dispositifs permettant de réalimenter les clients raccordés lors d'incidents réseaux ou de travaux sur le réseau (groupes électrogènes mobiles) ou encore de moyens de stockage permettant de garantir un accès en électricité dans des zones isolées⁶⁰¹. Un document de travail publié en juin 2023 par le Conseil des régulateurs européens (« CEER ») observe que les composants pleinement intégrés au réseau pourraient aussi comprendre les dispositifs présents dans les sous-stations pour garantir l'alimentation en cas de panne, les dispositifs permettant d'assurer la continuité de l'alimentation, les volants d'inertie pour améliorer le synchronisme ou encore l'utilisation de dispositif pour la réduction des fluctuations de puissance réactive⁶⁰².

319. À la seule lecture de la directive 2019/944, rien ne s'oppose à considérer que ces installations ne rentrent pas dans le champ concurrentiel de l'activité de stockage d'électricité. En clair, l'exploitation de ces installations respecterait ainsi le principe de séparation des activités régulées et non régulées, comme prévu à l'article L. 111-1 du code de l'énergie et les règles du marché intérieur de l'électricité. Les gestionnaires de réseaux peuvent donc être propriétaires, gérer et exploiter des installations de stockage qualifiées de « composants pleinement intégrés au réseau ». En France, Enedis présume que certaines autorités concédantes

⁵⁹⁹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 1 et article 54, paragraphe 1.

⁶⁰⁰ Un décret en Conseil d'État, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, devrait prochainement définir les modalités d'application de l'article L. 351-2 du code de l'énergie.

⁶⁰¹ Source : Entretien avec la Direction Technique d'Enedis.

⁶⁰² "CEER Short paper on the ownership of Storage Facilities in the Electrical Distribution System – Market test for the derogation to allow DSOs to own, develop, manage or operate energy storage facilities", *Distribution Systems Working Group*, CEER, 28 June 2023, p. 20, Ref: C23-DS-84-04.

« pourraient décider d'investir dans des installations de stockage sur le réseau de distribution d'électricité basse tension afin d'éviter ou de reporter des travaux d'adaptation du réseau.⁶⁰³ »

320. Dans la mesure où l'utilisation de moyens de stockage pour l'exploitation et la gestion du réseau nécessite des investissements en capital importants pour les gestionnaires de réseaux, déjà confrontés à des investissements considérables pour les deux prochaines décennies, l'idée d'une valorisation de ces installations par des tiers aurait pu être soulevée⁶⁰⁴. Aujourd'hui, quelques États ont ouvert la voie à un tel modèle. Le Royaume-Uni et l'Australie autorisent ainsi les gestionnaires de réseaux à être propriétaires d'installations de stockage et à les exploiter pour leurs propres besoins tout en confiant, à un tiers, les capacités restantes disponibles pour valoriser, de manière optimale, ces installations sur les marchés⁶⁰⁵.

321. Plusieurs raisons peuvent conduire à exclure une telle issue. D'abord, ce modèle ne semble pas être autorisé par la directive 2019/944. Il faut rappeler que les installations de stockage d'électricité considérées comme des « composants pleinement intégrés au réseau » doivent être utilisées « à la seule fin d'assurer l'exploitation fiable et sûre du réseau de distribution ou de transport, mais pas à des fins d'équilibrage ou de gestion de la congestion⁶⁰⁶ ». Cette exigence écarte donc toute valorisation par un tiers à des fins autres que l'exploitation fiable et sûre des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Au-delà, ce modèle présente manifestement un risque concurrentiel. En effet, pour éviter tout risque de voir le gestionnaire de réseau exercer une activité d'achat pour revente, il conviendrait de s'assurer que l'électricité antérieurement stockée par le gestionnaire de réseau ne soit pas vendue, ultérieurement, par l'utilisateur tiers, auquel cas cela reviendrait à ce que le gestionnaire de réseau achète de l'électricité pour la revendre à cet utilisateur. Prenons l'exemple d'une batterie chargée à 20% par le gestionnaire de réseau. Il s'agit là d'une opération d'achat pour revente si l'utilisateur tiers stocke un volume d'électricité supplémentaire, équivalent à 70% de la capacité de la batterie, et qu'il injecte, ultérieurement, l'équivalent de 80% de la capacité de la batterie sur le réseau. Enfin, un tel modèle présenterait un risque fort pour l'exploitation des réseaux⁶⁰⁷.

322. Néanmoins, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER ») reste favorable à une copropriété et/ou une exploitation en commun avec un opérateur privé. Dans un document portant sur la création d'un code de réseau relatif à la flexibilité de la

⁶⁰³ « Plan de développement de réseau », Document préliminaire, Enedis, 13 mars 2023, *op. cit.*, point 6.3., p. 164.

⁶⁰⁴ V., en ce sens, *Ibid.*, point 3.3.4.1., p. 54. V. également, Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, E-CUBE Strategy Consultants, 2017, *op. cit.*, p. 40.

⁶⁰⁵ V., en ce sens, GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, point 3.3.4.2., p. 54.

⁶⁰⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 51).

⁶⁰⁷ V., en ce sens, GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, point 3.3.4.2., p. 55.

demande rendu en décembre 2022⁶⁰⁸, l'ACER a indiqué à la Commission européenne qu'elle était favorable à ce qu'un gestionnaire de réseau puisse être copropriétaire d'une installation de stockage d'électricité avec un tiers privé. Dans un tel cas de figure, les règles de propriété et d'exploitation seraient approuvées par le régulateur national et rendues publiques⁶⁰⁹.

B. Dans l'exploitation dérogatoire des installations de stockage

323. Si le législateur européen interdit aux gestionnaires de réseaux la propriété et l'exploitation des installations de stockage d'électricité, des régimes dérogatoires ont été institués, en vue notamment de garantir la sécurité et la sûreté des réseaux. Les États membres peuvent effectivement autoriser les gestionnaires de réseaux à être propriétaires d'installations de stockage, ou à les développer, les gérer ou les exploiter, lorsqu'il s'agit de composants pleinement intégrés au réseau et que l'autorité de régulation a donné son approbation ou lorsque plusieurs conditions énumérées par la directive 2019/944 ont été remplies⁶¹⁰, incluant notamment la mise en place d'un appel d'offres⁶¹¹.

324. Reste que certaines dérogations sont susceptibles de remettre en question l'objectif. Dans la mesure où le cadre juridique s'avère peu favorable aux gestionnaires de réseaux qui souhaitent mettre en œuvre ces dérogations, il apparaît plus qu'essentiel de garantir l'exploitation, par les gestionnaires de réseaux, des batteries nécessaires à la sécurité et la fiabilité du réseau (1) et de préciser la portée de la dérogation applicable aux petits réseaux isolés (2).

1. Garantir aux gestionnaires de réseaux l'exploitation des batteries nécessaires à la sécurité et la fiabilité du réseau

325. Pour garantir le développement concurrentiel du stockage d'électricité, la directive 2019/944 prévoit que les autorités de régulation réalisent, à intervalles réguliers, ou *a minima* tous les cinq ans, une consultation publique pour « évaluer la disponibilité et l'intérêt potentiels d'autres parties à investir dans [d]es installations [de stockage d'énergie]⁶¹² ». Lorsqu'à l'issue de cette consultation, les agents économiques « sont en mesure d'être propriétaires de ces installations, de les développer, de les exploiter ou de les gérer, et ce de

⁶⁰⁸ Framework Guideline on Demand Response, ACER, 20 December 2022, 39 p., paragraphe 40, p. 20.

⁶⁰⁹ *Ibid.*

⁶¹⁰ V., en ce sens, Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 2 et article 54, paragraphe 2.

⁶¹¹ V., sur la procédure par appel d'offres, "CEER Short paper on the ownership of Storage Facilities in the Electrical Distribution System – Market test for the derogation to allow DSOs to own, develop, manage or operate energy storage facilities", *Distribution Systems Working Group*, CEER, 28 June 2023, *op. cit.*, p. 20.

⁶¹² Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 3 et article 54, paragraphe 4.

*manière rentable*⁶¹³ », les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent cesser progressivement leur activité dans ce domaine, en contrepartie d'une « *compensation raisonnable*⁶¹⁴ ». Ces exigences ne s'appliquent pas aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution qui détiennent et exploitent des installations de stockage considérées de « composants pleinement intégrés au réseau » et des batteries dont la décision d'investissement définitive a été prise à une date fixe prévue par la présente directive⁶¹⁵.

326. Les conditions correspondantes à la dérogation applicable aux batteries s'avèrent pour le moins contestables, notamment pour des raisons tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux. L'article 54, paragraphe 5, de la directive 2019/944, prévoit en effet que ces batteries sont « *uniquement utilisées pour le rétablissement réactionnel et instantané de la sécurité du réseau en cas d'évènements imprévus sur le réseau, lorsqu'une telle mesure de rétablissement débute immédiatement et s'achève quand le redispatching régulier peut régler le problème*⁶¹⁶ ». De manière surprenante, on doit constater que la dérogation est à tel point limitée qu'elle ne porte finalement que sur des services propres à l'activité régulée des gestionnaires de réseaux. L'exclusion future de cette dérogation pour le gestionnaire de réseau de transport notamment⁶¹⁷, est susceptible, bien que de manière limitée, d'altérer l'exploitation des réseaux. En effet, force est de constater que les services auxquels ils sont autorisés à répondre avec ces batteries leur sont déjà réservés au titre de leurs missions. Ainsi, si ces dérogations leur étaient réservées *ad vitam æternam*, la concurrence n'en serait pas affectée. Le caractère dérogoire de ces installations reste par conséquent discutable. Si l'on suit littéralement les exigences posées par la directive 2019/944, les gestionnaires de réseaux ne seraient plus autorisés à investir dans ces batteries pour l'exploitation de leur réseau au-delà des dates fixées par la présente⁶¹⁸. Cette situation est d'autant plus singulière que les batteries concernées sont considérées par la présente directive comme « *nécessaires*⁶¹⁹ » pour l'exploitation des réseaux.

⁶¹³ *Ibid.*

⁶¹⁴ *Ibid.*

⁶¹⁵ Gestionnaires de réseau de transport : 2024 et Gestionnaires de réseau de distribution : 4 juillet 2019. V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 4 et article 54, paragraphe 5.

⁶¹⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 54, paragraphe 5, point c).

⁶¹⁷ La décision d'investissement définitive devait être prise avant le 4 juillet 2019. V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 4.

⁶¹⁸ Gestionnaires de réseau de transport : 2024 et Gestionnaires de réseau de distribution : 4 juillet 2019. V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 4 et article 54, paragraphe 5.

⁶¹⁹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 36, paragraphe 2, point b) et article 54, paragraphe 2, point b).

327. Cette difficulté pourrait être surmontée en requalifiant, à l'issue d'une révision de la directive 2019/944, ces batteries de « composants pleinement intégrés au réseau », dont la définition reste moins restrictive que les conditions posées par l'article 36, paragraphe 4 et l'article 54, paragraphe 5, de la présente directive.

2. Préciser la portée de la dérogation applicable aux petits réseaux isolés

328. Les petits réseaux isolés, à savoir ceux exploités dans les zones non interconnectées, à l'image de La Réunion, de la Martinique ou encore de la Guyane, connaissent des contraintes spécifiques liées à leur petite taille ainsi qu'aux conditions météorologiques difficiles par rapport à la Métropole.

329. Au titre de l'article 66, paragraphes 1 et 2, de la directive 2019/944, la Commission européenne peut accorder, aux États membres, des dérogations aux exigences de propriété et d'exploitation d'installations de stockage d'électricité pour les « petits réseaux connectés » et les « petits réseaux isolés » présents sur leur territoire. Pour bénéficier des dérogations aux dispositions des articles 7 et 8 et des chapitres IV, V et IV, de la directive 2019/944, les États membres doivent justifier que les entreprises exploitant ces réseaux rencontrent des « *problèmes importants*⁶²⁰ ». Le législateur de l'Union n'a pas précisé par ce que l'on doit entendre par « problèmes importants ». Dans la mesure où cette contrainte est une condition *sine qua non* pour obtenir la ou les dérogations sollicitée(s), il pourrait être suggéré que la Commission précise le sens de ces termes. Selon toute vraisemblance, des « problèmes importants » pourraient se manifester par des difficultés dans l'exploitation et la gestion des réseaux de manière efficace, fiable et sûre qui, à terme, impacteraient gravement la sécurité d'approvisionnement et la sécurité des personnes. Cette précision permettrait, à terme, d'obtenir une vision suffisamment claire des exigences attendues pour faciliter l'obtention des dérogations auprès de la Commission.

⁶²⁰ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 66, paragraphe 1.

SECTION 2. – LA CRÉATION D’UN CADRE FAVORABLE AUX OPÉRATEURS DE STOCKAGE

330. Bien que la loi interdise toute forme de discrimination entre les utilisateurs du réseau électrique, les opérateurs de stockage d’électricité font face actuellement à une forme de discrimination implicite au sein de la législation nationale. Ils sont effectivement considérés, dans cette réglementation, comme étant à la fois des producteurs et des consommateurs, lorsque, respectivement, ils injectent et soutirent de l’électricité du réseau. Certes, il a été reconnu précédemment que du point de vue du réseau, les installations de stockage se comportent comme des installations de production et des sites de consommation. Cependant, il est essentiel de souligner que la législation a évolué, et désormais, le code de l’énergie reconnaît explicitement et distinctement les personnes qui exploitent des installations de stockage comme des opérateurs distincts des producteurs et des consommateurs d’électricité. En conséquence, il n’est plus justifié que certaines parties du code de l’énergie soient appliquées différemment et qu’elles puissent donner lieu à des interprétations ambiguës concernant le stockage d’électricité.

331. Il est donc nécessaire de redoubler d’efforts pour faciliter l’accès des opérateurs de stockage d’électricité aux réseaux publics en mettant en place un cadre juridique mieux adapté à leur statut spécifique. Un tel cadre juridique aurait un impact positif sur le modèle d’affaires des opérateurs de stockage d’électricité.

332. La création d’un cadre favorable aux opérateurs de stockage d’électricité pourrait se traduire, d’une part, par l’accès facilité aux réseaux publics (§1) et, d’autre part, la valorisation optimale des capacités de stockage à travers les appels d’offres favorisant le stockage d’électricité (§2).

§1. – Un accès facilité aux réseaux publics

333. Pour pouvoir injecter ou soutirer de l'électricité sur les réseaux publics, les installations électriques doivent faire raccorder leur installation. Le raccordement consiste à connecter physiquement à un réseau public de transport ou de distribution l'installation d'un utilisateur, un réseau ou une ligne directe. L'utilisateur peut être « *une personne physique ou morale qui alimente un réseau de transport ou un réseau de distribution, ou qui est desservie par ce dernier*⁶²¹ ». L'article L. 342-1 du code de l'énergie dispose que le raccordement d'une installation de production ou de consommation au réseau nécessite la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrage d'extension du réseau public existant, et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants⁶²².

334. Dans la mesure où le raccordement des installations de stockage d'électricité n'est pas encadré par la loi, les gestionnaires de réseaux appliquent au stockage les prescriptions techniques relatives aux installations de consommation et de production d'électricité. Bien que les gestionnaires de réseaux aient réalisé un travail de fond pour adapter les exigences légales et réglementaires aux spécificités du stockage d'électricité, cette situation ne peut qu'être temporaire, en raison notamment du caractère discriminatoire de la législation à l'égard des opérateurs de stockage. Cette nécessaire actualisation de la législation, qui induira celle de la réglementation par la force des choses, passe principalement par des procédures de raccordement adaptées (A) et des offres de raccordement adéquates au stockage d'électricité (B).

A. Au moyen de procédures de raccordement adaptées

335. Ces dernières années, les gestionnaires de réseaux publics ont assisté à une augmentation substantielle des demandes de raccordement d'installations de stockage d'électricité⁶²³. Cet engouement, lié à la croissance des capacités de production d'électricité renouvelable, a conduit les gestionnaires de réseaux à proposer des exigences contractuelles spécifiques au raccordement de ces installations. Toujours est-il que le cadre juridique reste précaire et inadapté au bon développement de la filière. Pour appliquer au stockage d'électricité des procédures de raccordement adaptées, il conviendrait de recourir à la mise à jour des exigences européennes (1) et à l'adaptation du cadre juridique national (2).

⁶²¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, N°2019-2741, 19 décembre 2019, Annexe 1, point 1.1., p. 10.

⁶²² C. énergie, article L. 342-1.

⁶²³ En 2024, la France devrait compter environ 700 MW de capacité installée de batteries (contre environ 200 MW au 1^{er} janvier 2022). V., en ce sens, ORIOL (L.), « *Bilan et perspectives pour le stockage d'électricité* », *Présentation RTE*, 11^e colloque annuel du Club Stockage, ATEE, 6 octobre 2022, Paris.

1. La mise à jour des exigences européennes

336. L'interconnexion des systèmes électriques nationaux, instaurée pour renforcer l'efficacité des marchés et la sécurité des réseaux, a progressivement permis de passer d'une logique nationale à une logique européenne, à tel point que l'on parle aujourd'hui d'un « système électrique européen ». Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, il a été jugé nécessaire de mettre en place des règles communes. À ce jour, les règles en vigueur ont été adoptées dans le cadre du troisième « paquet » énergie et plus précisément dans des actes délégués et d'exécution communément appelés « codes de réseau ». Parmi ces actes, deux définissent, chacun dans leur champ respectif, des exigences techniques et opérationnelles relatives au raccordement des installations de production et des installations de consommation d'électricité. Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité⁶²⁴ fixe les exigences applicables au raccordement au réseau des unités de production d'électricité synchrones (*i.e.* centrales conventionnelles disposant d'un alternateur), des parcs non synchrones de générateurs (*i.e.* éolien, photovoltaïque) et des parcs non synchrones de générateurs en mer (*i.e.* éolien en mer). Le règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation⁶²⁵ fixe les exigences pour le raccordement au réseau des installations de consommation raccordées à un réseau de transport et aux réseaux de distribution, y compris les réseaux fermés de distribution.

337. Ces deux règlements écartent explicitement le stockage d'électricité de leur champ d'application. Cette situation peut s'expliquer par le fait que les deux textes ont été adoptés sous l'empire du troisième « paquet » énergie, et plus particulièrement des dispositions du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité⁶²⁶, qui ne faisait nullement mention du stockage d'électricité. Elle peut également s'expliquer par le fait que les nouvelles technologies de stockage d'électricité n'étaient pas suffisamment matures et pour certaines en phase expérimentale. Ces textes s'appliquent néanmoins aux stations de transfert d'énergie par pompage. Ce contraste peut s'expliquer par le fait que ces installations ont un fonctionnement proche des installations de production et de consommation d'électricité. Qui plus est, certaines d'entre elles peuvent produire un flux net d'électricité lorsqu'elles bénéficient d'un apport extérieur d'eau (STEP « mixtes »⁶²⁷). Ces installations sont exploitées depuis de

⁶²⁴ *JOUE*, n° L 112, 27 avril 2016, p. 1–68.

⁶²⁵ *JOUE*, n° L 223, 18 août 2016, p. 10–54.

⁶²⁶ Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 15–35).

⁶²⁷ *V.*, en ce sens, paragraphes 76 et 196.

nombreuses années, ce qui a justifié leur inclusion dans le champ respectif de ces deux règlements.

338. Si techniquement les installations de stockage d'électricité se comportent, du point de vue du réseau, comme des installations de production et de consommation d'électricité lorsqu'elles, respectivement, injectent et soutirent de l'électricité, l'exclusion du stockage des règlements 2016/631 et 2016/1388 demeure discriminante et inadaptée aux règles du marché intérieur de l'électricité en vigueur.

339. Conscient que cette situation est en décalage avec les nouvelles règles du marché intérieur et discrimine les opérateurs de stockage d'électricité qui se voient appliquer des exigences opposables aux installations de production et de consommation – qui plus est ne sont pas toujours cohérentes avec leur profil⁶²⁸ – un groupe de travail, placé sous la houlette de l'ACER et d'ENTSO-E, a été mis en place pour amender les règlements 2016/631 et 2016/1388 afin de les adapter au stockage d'électricité.

340. Ce groupe de travail, nommé « EG Storage », institué par le groupe d'experts *Grid Connection*, a impliqué tous les acteurs du marché, tels que les utilisateurs des réseaux, les gestionnaires de réseaux, ou encore les autorités de régulation. Le groupe de travail a rendu public deux rapports en juin 2019 et mai 2020 dans lesquels il expose plusieurs recommandations. Parmi celles-ci, il est suggéré que les installations de stockage synchrones (*e.g.* station de transfert par pompage, stockage par air comprimé) et asynchrones (*e.g.* batteries) devraient se voir appliquer le régime juridique afférent aux installations de production synchrones et asynchrones⁶²⁹. Il recommande par ailleurs d'exclure certaines technologies de stockage d'électricité des deux règlements, telles que les volants d'inertie, eu égard à leurs spécificités. Il appartiendrait donc au gestionnaire du réseau de transport national de définir les exigences applicables à ces installations⁶³⁰. Enfin, le groupe de travail suggère de lancer de nouvelles réflexions sur la mise en place d'exigences propres aux petites installations de stockage qui, cumulées, peuvent avoir un impact « *important*⁶³¹ » sur le réseau. Ces recommandations devraient être reprises par la Commission européenne, conformément aux articles 58 et 59 du règlement 2019/943. Dans une décision d'exécution du 14 octobre 2020, la Commission a, à ce propos, établi une liste prioritaire pour l'élaboration de codes de réseau et

⁶²⁸ Rapport sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie, Parlement européen, 10 juillet 2020, 2019/2189(INI), point 16.

⁶²⁹ Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*, p. 29.

⁶³⁰ *Ibid.* V., aussi, Storage Expert Group: Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*, p. 35.

⁶³¹ *Ibid.*, p. 36.

de lignes directrices pour l'électricité pour la période de 2020 à 2023 dans laquelle elle fait référence à l'élaboration de règles concernant le stockage d'électricité⁶³².

341. Au-delà des évolutions annoncées, quelques pistes de réflexion supplémentaires peuvent être partagées. Sur le fond, les installations de stockage d'électricité devraient être traitées sur un pied d'égalité avec les installations de production et de consommation d'électricité. Dans ces conditions, il conviendrait de s'assurer que les règlements 2016/631 et 2016/1388 modifiés appliquent des exigences techniques proportionnées aux installations de stockage, qu'elles soient exploitées de manière autonome ou colocalisées avec une installation de production. Il conviendrait également de s'assurer que ces deux règlements garantissent le principe de neutralité technologique, bien que l'on ait pu relever quelques pierres d'achoppement pour certaines d'entre elles, à l'image des volants d'inertie⁶³³ ou encore du stockage non stationnaire⁶³⁴. Il demeure néanmoins nécessaire de limiter, autant que possible, toute exclusion ou différenciation de traitement entre technologies. Enfin, il pourrait être envisagé d'établir un règlement *ad hoc* au raccordement des installations de stockage d'électricité, en reprenant les dispositions des règlements existants pour les condenser et les adapter dans un seul et unique texte. Si ENTSO-E n'a pas exclu cette hypothèse⁶³⁵, l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité considère que la révision des règlements existants est une priorité avant de lancer des réflexions sur la mise en œuvre d'un règlement *ad hoc*⁶³⁶.

2. L'adaptation du cadre juridique national en matière de raccordement

342. Aujourd'hui, les dispositions du code de l'énergie relatives aux raccordements se limitent aux installations de production et aux sites de consommation d'électricité. Sous l'impulsion de la CRE, certains gestionnaires de réseaux ont élaboré un cadre contractuel *ad hoc* pour faciliter l'insertion des installations de stockage dans les réseaux. Si la poursuite de l'évolution du cadre contractuel en matière de raccordement ne peut être que suggérée (a), une intervention du législateur s'avère plus que nécessaire pour adapter les dispositions légales aux dispositions en vigueur (b).

⁶³² V., en ce sens, Décision d'exécution (UE) 2020/1479 de la Commission du 14 octobre 2020 établissant les listes des priorités pour l'élaboration des codes de réseau et des lignes directrices dans le secteur de l'électricité pour la période 2020-2023 et dans le secteur du gaz en 2020, C/2020/6958 (*JOUE*, n° L 338, 15 octobre 2020, p. 10–11).

⁶³³ Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*, pp. 5-6.

⁶³⁴ *Ibid.*, pp. 16-17.

⁶³⁵ V., en ce sens, Response to the European Commission's public consultation to establish the priority list of network codes final, ENTSO-E, 12 May 2020, 6 p., pp. 2-3.

⁶³⁶ *Ibid.*

a) La poursuite de l'évolution du cadre contractuel en matière de raccordement

343. En l'absence de dispositions législatives expresses à l'égard du stockage d'électricité, les gestionnaires de réseaux ont appliqué *ab initio* les exigences dévolues aux installations de production et aux sites de consommation d'électricité aux dispositifs de stockage. À ce titre, les opérateurs de stockage se sont vu appliquer jusqu'en 2020 à la fois les procédures de raccordement afférentes aux installations de consommation et de production d'électricité⁶³⁷, ce qui fut « *source de complexité*⁶³⁸ ». Pour ces raisons, la CRE a enjoint les gestionnaires de réseaux à adapter les règles de raccordement afin que les installations de stockage, et de manière générale, les installations qui à la fois soutirent et injectent de l'électricité sur le réseau, ne soient plus soumises à deux procédures de traitement distinctes⁶³⁹.

344. À partir de 2020, plusieurs concertations ont été initiées en vue d'adapter les procédures de raccordement pour les installations qui à la fois soutirent et injectent de l'électricité⁶⁴⁰. En conséquence, les gestionnaires de réseaux ont progressivement adapté ces procédures.

Pour les simplifier, un parcours client unifié a été mis en place par Enedis⁶⁴¹. Le gestionnaire de réseau de distribution applique, à ce propos, le principe selon lequel une demande vaut une offre de raccordement⁶⁴². Ce parcours unifié vise à ne demander qu'une proposition technique et financière⁶⁴³ (« PTF ») et une convention de raccordement pour l'installation de stockage. Enedis a consécutivement adapté sa documentation technique de référence⁶⁴⁴ (« DTR ») pour assurer un traitement non discriminatoire et amenuiser les démarches administratives⁶⁴⁵. La nouvelle DTR a en particulier l'intérêt de couvrir un ensemble diversifié

⁶³⁷ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », Document de réflexion et de proposition, CRE, Septembre 2019, point 1.2.1., p. 7.

⁶³⁸ *Ibid.*

⁶³⁹ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, point 1.2.1., p. 7.

⁶⁴⁰ V., en ce sens, « Utilisations et Usages du Stockage », *Appel à contribution*, RTE et Enedis, Décembre 2019 - Janvier 2020 ; « Concertation relative au raccordement au RPT des installations de stockage », RTE et Enedis, 2020-2021 ; Consultation publique n° 2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, CRE, 29 juin 2019 ; « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, 35 p., point 1.2.1, p. 7.

⁶⁴¹ V., en ce sens, « Conditions de raccordement des installations susceptibles d'injecter et de soutirer », *Direction Technique*, Enedis, Enedis-PRO-RES_78E, 17 p.

⁶⁴² *Ibid.*

⁶⁴³ Après avoir réalisé une étude de raccordement, une PTF est adressée au demandeur, laquelle établit la solution de raccordement retenue, les travaux nécessaires ainsi que le détail du coût et du délai.

⁶⁴⁴ La DTR est rédigée par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution afin d'informer les utilisateurs desdits réseaux des modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation des réseaux auxquelles ils doivent satisfaire afin de soutirer ou d'injecter de l'électricité sur ces réseaux. V., à titre d'exemple, Cahier des charges joint à l'avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE.

⁶⁴⁵ V., en ce sens, « Conditions de raccordement des installations susceptibles d'injecter et de soutirer », *Direction Technique*, Enedis, Enedis-PRO-RES_78E, 17 p.

de projets : installation de stockage autonome, installation hybride (stockage et site de consommation ; stockage et installation de production ; site de consommation ; stockage et installation de production). Par ailleurs, la PTF afférente aux installations de production d'électricité renouvelable dans le cadre des S3REnR a été modifiée en 2020 pour y intégrer les installations « *susceptibles d'injecter et de soutirer*⁶⁴⁶ ».

Pour faciliter l'intégration du stockage d'électricité au réseau public de transport d'électricité, RTE a également procédé à une révision de la DTR. Conformément aux prescriptions présentées dans la délibération de la CRE du 12 décembre 2019 relative aux procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité⁶⁴⁷, RTE entend, à une date non précisée, de réviser la DTR pour y introduire une procédure de raccordement *ad hoc* au stockage d'électricité. Les installations de stockage ne seront dorénavant plus soumises à deux procédures de demande de raccordement correspondant à la production et à la consommation. En l'attente d'une révision de la DTR, le raccordement des installations de stockage au réseau public de transport suit les règles applicables aux installations de production d'électricité⁶⁴⁸. Pour RTE, la DTR ne pourra avoir lieu qu'une fois les codes de réseau et la réglementation nationale modifiés⁶⁴⁹.

Les installations hybrides ont également fait l'objet de prescriptions particulières. RTE et Enedis proposent ainsi un traitement différencié suivant la puissance de raccordement demandée. Lorsque celle-ci est supérieure à la puissance installée de l'installation de production⁶⁵⁰, le gestionnaire de réseau applique à l'installation de production d'électricité le régime dit « S3REnR » et à l'installation de stockage le régime du « branchement-extension ». Dès lors, les travaux nécessaires au raccordement de l'installation de stockage sont à la charge du demandeur, majorant le coût du raccordement de l'installation⁶⁵¹.

⁶⁴⁶ V., en ce sens, Avenant à la Proposition Technique et Financière (PTF) pour le raccordement d'une Installation de Production ou susceptible d'injecter et de soutirer de puissance comprise entre 36 et 250 kVA au Réseau Public de Distribution d'Électricité BT en Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (SRRER) en application des dispositions de l'article L. 342-2 du Code de l'énergie, Enedis-FOR-RES_058E 2, Enedis, Version 2, 2 décembre 2019, 24 p.

⁶⁴⁷ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, 19 décembre 2019, N° 2019-274, Annexe 1, point 3.1.

⁶⁴⁸ « Valoriser vos moyens de stockage dans le système électrique », RTE, Site internet (s.d.) [<https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/valoriser-vos-moyens-de-stockage-dans-le-systeme-electrique.html>].

⁶⁴⁹ Afin de modifier la DTR, RTE attend que la réglementation nationale prescrive « *les exigences en matière de conception et de fonctionnement du raccordement d'une installation de stockage au réseau public de transport* ». V., GT Stockage, RTE, 20 avril 2022, 41 p., p. 9.

⁶⁵⁰ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, N° 2021-22, 26 janvier 2021, point 4.6, p. 4.

⁶⁵¹ *Ibid.*, point 5.6, p. 6.

345. Naturellement, il conviendrait de poursuivre avec détermination la réflexion sur l'évolution des règles liées au raccordement des installations de stockage d'électricité, tout en garantissant une concertation avec les intéressés.

b) Une intervention du législateur nécessaire pour combler l'absence de dispositions légales

346. Les règles de raccordement, y compris les prescriptions techniques fixant les exigences minimales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les utilisateurs du réseau, sont précisées dans le chapitre II, du titre IV, du livre III du code de l'énergie⁶⁵² et l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité⁶⁵³. Comme il a été précédemment dit, ces dispositions se réfèrent uniquement aux installations de production et de consommation d'électricité. Certes, le chapitre II relatif au raccordement aux réseaux du titre IV du livre III du code de l'énergie mentionne à trois reprises les occurrences « *utilisateurs du réseau*⁶⁵⁴ », incluant en théorie les opérateurs de stockage, mais les dispositions suivantes se limitent aux installations de production et de consommation d'électricité. Par ailleurs, si certaines dispositions de l'arrêté du 9 juin 2020 se réfèrent aux « *installations comportant à la fois de la consommation et de la production*⁶⁵⁵ », ces dispositions ne s'appliqueraient pas aux installations de stockage, dès lors qu'elles font référence aux « *unités de production*⁶⁵⁶ », dont la définition prévue par le règlement 2016/631 exclut le stockage d'électricité⁶⁵⁷.

347. Certes, en pratique, et du point de vue du réseau, les opérateurs de stockage d'électricité sont des utilisateurs du réseau qui se comportent successivement comme des producteurs et consommateurs finals. Il semble donc logique de les traiter de la même manière.

348. Mais l'absence de dispositions légales relatives au stockage est contestable. Les règles du marché intérieur de l'électricité, issues du quatrième « paquet » électricité, exigent la suppression de toute forme de discrimination à l'égard du stockage d'électricité par rapport aux

⁶⁵² C. énergie, article L. 342-1 et s. et D. 342-5 à R. 342-14-1.

⁶⁵³ *JORF*, n°1056 du 25 juin 2020.

⁶⁵⁴ V., en ce sens, C. énergie, article L. 342-1, premier alinéa et article L. 342-5, 1° et 2°.

⁶⁵⁵ Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité, Titre III, Section 3.

⁶⁵⁶ *Ibid.*, article 127 et s.

⁶⁵⁷ Ces dispositions ne s'appliquent pas aux réseaux publics de distribution d'électricité. A cet égard, Enedis considère qu'aujourd'hui, l'arrêté du 9 juin 2020 ne fait pas référence au stockage d'électricité. V., en ce sens, Conditions de raccordement des installations susceptibles d'injecter et de soutirer, Enedis, Enedis-PRO-RES_78E, Version 3, p. 17, point 2.3.2., p. 10.

autres utilisateurs des réseaux⁶⁵⁸, ce qui passe notamment par la mise en œuvre d'un cadre juridique adapté aux raccordements du stockage d'électricité, y compris légal et réglementaire.

349. Dans cet esprit, il peut difficilement être admis d'appliquer un traitement inadapté au stockage, ou du moins ne pas faire référence de manière explicite au stockage d'électricité dans les dispositions régissant le raccordement aux réseaux. D'une part, la nouvelle rédaction de l'article L. 111-1 du code de l'énergie reconnaît et distingue l'activité de stockage d'électricité des autres activités du système électrique. D'autre part, certains utilisateurs bénéficient d'ores et déjà de dispositions adaptées, à l'instar des installations de recharge pour véhicule électrique, pour lesquelles un régime légal spécifique a été mis en place⁶⁵⁹. Enfin, l'absence de mention explicite du stockage dans le chapitre II, du titre IV, du livre III du code de l'énergie, est susceptible de conduire à un traitement discriminatoire à l'égard des installations de stockage. À titre d'illustration et comme le relève RTE⁶⁶⁰, les opérateurs de stockage ne peuvent, aujourd'hui, bénéficier des dispositions de l'article L. 342-2 du code de l'énergie, qui permet aux utilisateurs du réseau de réaliser eux-mêmes les ouvrages de raccordement à leurs frais.

350. C'est dans cette perspective qu'il pourrait être envisagé de favoriser une approche plus large des dispositions du code de l'énergie afin qu'elles puissent également s'appliquer aux installations de stockage d'électricité.

351. Cette initiative induit la question de l'intégration formelle. Deux propositions peuvent être présentées brièvement.

La première, privilégiée, consisterait à créer une nouvelle catégorie d'utilisateur qui se distinguerait des producteurs et des consommateurs, qui permettrait de rétablir la balance de traitement entre les utilisateurs du réseau. Une telle proposition présenterait l'avantage d'être facilement applicable. Cette configuration s'imposerait ainsi à tous les acteurs du système électrique susceptibles d'injecter et de soutirer de l'électricité sur le réseau.

La seconde consisterait à intégrer au chapitre II du titre V du livre III du code de l'énergie, dénommé « Stockage d'énergie dans le système électrique », une troisième section pour préciser les dispositions applicables au stockage en matière de raccordement. Or, force est de constater que cette proposition hypothétique pourrait s'avérer vite illisible, dans la mesure où elle conduirait à opérer plusieurs renvois aux dispositions du chapitre II du titre IV du même livre intitulé « Le raccordement aux réseaux ».

⁶⁵⁸ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 1, point b).

⁶⁵⁹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 353-8 et s.

⁶⁶⁰ GT Stockage, RTE, 20 avril 2022, *op. cit.*, p. 13.

B. Au moyen d'offres de raccordement adéquates

352. Les gestionnaires de réseaux sont chargés de garantir, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité⁶⁶¹. Avec le concours de la CRE, les gestionnaires de réseaux ont élaboré des offres de raccordement *sui generis* au stockage d'électricité. Reste qu'à ce jour, des ajustements peuvent être suggérés, notamment pour garantir l'objectivité et la non-discrimination de ces offres.

353. Le raccordement des dispositifs de stockage stationnaires doit, à ce titre, être appréhendé selon deux typologies d'installations, à savoir les installations hybrides (1), c'est-à-dire les centrales de production d'électricité qui intègrent un dispositif de stockage d'électricité, et les installations de stockage autonomes directement raccordées aux réseaux publics (2).

1. Les installations hybrides

354. Si le régime de raccordement des installations hybrides n'appelle pas de commentaire⁶⁶², des précisions sur le raccordement indirect aux réseaux publics des installations de stockage d'électricité pourraient être apportées, notamment en raison des demandes fréquentes à ce sujet de la part des opérateurs de stockage⁶⁶³.

355. Le raccordement indirect permet de réduire les coûts associés au raccordement en optimisant les infrastructures déjà en place, éliminant ainsi le besoin de construire de nouvelles installations de raccordement.

356. Si le principe du raccordement direct au réseau public de distribution s'impose, à ce jour, aux consommateurs, ainsi que l'a jugé la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 12 janvier 2017, *Valsophia*⁶⁶⁴, arrêt confirmé par la suite par la Cour de cassation le 4 septembre 2018⁶⁶⁵, rien n'interdit explicitement, en l'état de la jurisprudence précitée, le raccordement

⁶⁶¹ V., en ce sens, C. énergie, article L. 111-91 et article L. 322-8, 4°.

⁶⁶² V., en ce sens, Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, N°2021-23, 26 janvier 2021, point 4.4. et point 5.4., pp. 3-7 ; Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, 26 janvier 2021, point 4.6 et point 5.6., p. 4 et p. 6.

⁶⁶³ Plusieurs acteurs économiques ont d'ores et déjà sollicités le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité Enedis à ce sujet.

⁶⁶⁴ CA Paris, 5-7, 12 janvier 2017, n° 15/15157, *Valsophia*.

⁶⁶⁵ CCass., 4 septembre 2018, 17-13.015, *Valsophia*.

indirect des installations de stockage d'électricité détenues et exploitées par un tiers sur un site accueillant une installation de production d'électricité (« installation hybride »).

357. Dans ce contexte, il y a lieu de s'interroger sur le raccordement indirect des installations de stockage d'électricité aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Pour ce faire, il convient de segmenter l'analyse en trois temps. Dans un premier temps, on s'intéressera au raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau public de transport d'électricité (a), puis, dans un deuxième temps, plus brièvement, aux réseaux publics de distribution d'électricité (b). Enfin, dans un troisième temps, il sera l'occasion d'émettre l'idée de mettre en place une dérogation aux installations de stockage d'électricité stationnaires (c), compte tenu de la possibilité déjà offerte aux installations non stationnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 353-8 du code de l'énergie.

a) Le raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau public de transport d'électricité

358. En l'état actuel du droit, il est difficile d'affirmer, de manière tangible, qu'un site de stockage d'électricité puisse être raccordé indirectement au réseau public de transport d'électricité.

359. À titre préliminaire, en vertu des dispositions de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le gestionnaire de réseau public de transport d'électricité facture l'acheminement de l'électricité aux utilisateurs du réseau. Ce même article prévoit l'existence de « prestations annexes » réalisées à titre exclusif par RTE⁶⁶⁶. Concrètement, ces prestations annexes sont des services optionnels d'accès au réseau public de transport qui font l'objet d'un contrat de prestations annexes conclu entre RTE et les clients titulaires d'un contrat d'accès au réseau public de transport (« CART »), ou les clients non titulaires d'un CART, autrement dit les clients raccordés indirectement au réseau public. Ces derniers peuvent solliciter auprès de RTE un « service de décompte ». Ce service est souscrit à la fois par le client de tête, c'est-à-dire le « *client dont le site est directement raccordé au réseau public de transport d'électricité et dont les installations électriques permettent l'alimentation d'un site en décompte*⁶⁶⁷ », et par le client en décompte, c'est-à-dire, le « *client dont le site est alimenté par l'intermédiaire du réseau interne relevant du client de tête*⁶⁶⁸ ». Le service de décompte permet d'individualiser les flux d'électricité à la fois pour le soutirage et l'injection au sein d'un réseau privé⁶⁶⁹. Ce service permet ainsi au site indirectement raccordé, c'est-à-dire celui du « client en décompte », de

⁶⁶⁶ V., en ce sens, Décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, article 14, III (*JORF*, n°302 du 30 décembre 2006),

⁶⁶⁷ « Contrat de Prestations Annexes », *Conditions générales*, Version 2 applicable à compter du 01/04/2022, RTE, 85 p., Annexe 1, p. 17.

⁶⁶⁸ *Ibid.*, p. 16.

⁶⁶⁹ *Ibid.*, Annexe 2, point 8.1., p. 26.

vendre directement sur le marché l'électricité produite lorsqu'il s'agit d'une installation de production, ou de souscrire une offre de fourniture auprès du fournisseur d'énergie de son choix lorsqu'il s'agit d'un site de consommation. Le principe de libre choix du fournisseur d'électricité, comme prévu par l'article 4 de la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, en est ainsi préservé.

360. Ceci présenté, il y a lieu d'observer que l'annexe 2 du modèle de contrat de prestations annexes de RTE, dans sa version du 1^{er} avril 2022, permet à un site de consommation en décompte d'avoir pour client de tête une installation de production d'électricité. On peut effectivement remarquer que l'option A intitulée « Décompte-client de tête pour un site en décompte consommateur ou producteur »⁶⁷⁰ ne précise pas la nature du « client de tête ». Il peut donc s'agir aussi bien d'un site de consommation que d'une installation de production. Par ailleurs, le CART peut aussi bien être un CART « producteur » que « consommateur ». Ces éléments d'appréciation sont corroborés par la DTR de RTE, dans sa version du 27 juin 2023, aux termes de laquelle les installations de stockage d'électricité peuvent bénéficier d'un « *raccordement indirect*⁶⁷¹ » au réseau public de transport.

361. Cette affirmation pourrait être toutefois remise en question, dès lors que par analogie, l'arrêt *Valsophia*, récemment réaffirmé par la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 15 septembre 2022, *Résidence Bien Vivre*⁶⁷², peut être étendu au réseau public de transport, pour lequel RTE bénéficie également d'un monopole. En effet, en vertu des dispositions de l'article L. 111-40 et de l'article L. 321-4 du code de l'énergie, la gestion du réseau public de transport d'électricité est confiée à l'opérateur RTE, filiale d'EDF, qui se trouve en situation de monopole. Cette situation découle de la nature intrinsèquement monopolistique de cette activité, les infrastructures du réseau de transport étant considérées comme des infrastructures essentielles, puisque leur duplication serait prohibitivement coûteuse.

362. Pour mémoire, la Cour de cassation a jugé, sous l'empire de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et des dispositions nationales en vigueur à la date des faits, que le raccordement indirect des sites de consommation aux réseaux publics de distribution d'électricité doit être exclu en ce qu'il porte atteinte au monopole de la gestion du réseau public de distribution d'électricité⁶⁷³.

⁶⁷⁰ *Ibid.*, point 8.6, pp. 38-40.

⁶⁷¹ Documentation technique de référence, RTE, Version applicable au 27 juin 2023, 4646 p., Chapitre 8, article 8.3.3., Fiches E2 à E4, « Conditions particulières », p. 1308 et s.

⁶⁷² CA Paris, 5-7, 15 septembre 2022, n° 21/10311, *Résidence Bien Vivre*, points 45-58.

⁶⁷³ V., en ce sens, C. énergie, article L. 111-52 (dispositions d'ordre public).

363. Or, par une lecture combinée des dispositions des articles L. 111-40, L. 321-1 et L. 321-4 du code de l'énergie, RTE bénéficie d'un monopole légal pour l'exploitation et la gestion du réseau public de transport d'électricité (sauf exception légale⁶⁷⁴). Il est donc difficile d'affirmer, de manière tangible, qu'un site de stockage d'électricité en décompte puisse avoir, pour client de tête, une installation de production d'électricité.

364. En raison des caractéristiques similaires qu'elles ont en commun avec les installations de consommation d'électricité, les installations de stockage d'électricité, lorsqu'elles sont exploitées par un client en décompte différent du client de tête « producteur d'électricité », pourraient se voir également interdire ce type de raccordement au réseau public de transport d'électricité. Toutefois, les risques contentieux encourus paraissent limités – peu de requérants seraient en mesure de remettre en question ce type de raccordement sur le réseau public de transport d'électricité.

365. *A contrario*, lorsqu'elle est détenue et exploitée par un même utilisateur du réseau, l'installation de stockage peut tout à fait être indirectement raccordée au réseau public. L'installation n'est effectivement pas considérée comme un utilisateur distinct de celui qui est directement raccordé au réseau public. Dans l'arrêt du 4 septembre 2018, *Valsophia*, la Cour de cassation s'est en effet limitée à interdire le raccordement indirect d'un consommateur distinct de l'utilisateur directement raccordé au réseau public d'électricité.

b) Le raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau public de distribution d'électricité

366. Dans l'arrêt *Valsophia* du 4 septembre 2018, la Cour de cassation a jugé que seules les entreprises visées par les dispositions de l'article L. 111-52 du code de l'énergie sont autorisées à gérer, sur le territoire national, un réseau de distribution d'électricité⁶⁷⁵. La Cour considère que l'économie de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, en vigueur au moment des faits, laissait aux États membres la liberté de « *fixer la consistance de leurs réseaux comme leurs modalités de raccordement* »⁶⁷⁶. C'est en partie sur ce raisonnement que le juge a rejeté le pourvoi contre l'arrêt de la Cour d'appel de Paris qui avait donné tort au CoRDIS et à la société Valsophia, dès lors que cette même société, en bénéficiant d'un point unique de raccordement au réseau de distribution lui permettant d'acheminer l'électricité vers les occupants de son site, clients finals, aurait eu pour mission la gestion d'un réseau de distribution d'électricité.

⁶⁷⁴ V., en ce sens, C. énergie, article L. 343-1 et s. (Lignes directes).

⁶⁷⁵ CCass., 4 septembre 2018, 17-13.015, *Valsophia*.

⁶⁷⁶ *Ibid.*

367. Par conséquent, le raccordement indirect des installations de stockage au réseau public de distribution d'électricité nous semble possible uniquement lorsque l'installation est exploitée et détenue directement par le producteur d'électricité qui se trouve être raccordé directement au réseau public.

c) L'idée d'une dérogation *ad hoc* stockage d'électricité

368. En l'état actuel du droit, seules sont susceptibles d'échapper à l'interdiction ainsi faite aux autres opérateurs d'exploiter un réseau de distribution en France, les personnes physiques ou morales exploitant une ligne directe, au sens des articles L. 343-1 à L. 343-6 du code de l'énergie, un réseau intérieur de bâtiment, au sens des articles L. 345-1 à L. 345-8 du même code, un réseau fermé de distribution⁶⁷⁷, au sens des articles L. 344-1 à L. 344-13 du même code et, plus récemment⁶⁷⁸, des infrastructures de recharge de véhicules électriques (« IRVE ») aux réseaux publics de distribution d'électricité⁶⁷⁹, au sens des articles L. 353-8 et L. 353-9 du même code.

369. Une nouvelle exception à cette interdiction reste tout à fait légitime, notamment en raison de l'existence d'une dérogation accordée aux IRVE. Force est de rappeler que pour « faciliter⁶⁸⁰ » le raccordement des IRVE, le législateur a élargi le champ d'application des dérogations au monopole de gestion des réseaux de distribution d'électricité. Lorsque ces installations sont dites « bidirectionnelles », elles participent à ce que l'on appelle une opération de stockage non-stationnaire, communément connu sous le terme anglo-saxon « *vehicle-to-grid* ».

370. Le traitement discriminatoire opéré entre le stockage non stationnaire et stationnaire nous paraît difficilement conciliable ou, *a minima*, critiquable. Cette situation, soulevée par le sénateur Daniel Gremillet⁶⁸¹, lors des travaux préparatoires du projet de loi relatif à la lutte contre le dérèglement climatique, avait rapidement été écartée. Pourtant, l'amendement porté par le sénateur avait, lui aussi, pour objectif de « faciliter⁶⁸² » le raccordement des installations de stockage d'électricité stationnaires. Cette mesure qui avait été

⁶⁷⁷ En l'absence de publication du décret d'application prévu par l'article L. 344-13 du code de l'énergie, le dispositif des RFD n'est pas encore applicable. V. en ce sens, GRANADOS (J.), « Les réseaux fermés de distribution d'électricité : et si on en (re)parlait ? », *EEI* n°12, Décembre 2021, Étude 21, points 12-17.

⁶⁷⁸ Loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités, article 64-I, 2° (*JORF*, n°0299 du 26 déc. 2019).

⁶⁷⁹ V. en ce sens, ADAM (D.), Amendement n°2297, 29 mai 2019, *Projet de loi d'orientation des mobilités*, Assemblée nationale, Première lecture, Texte n° 1974.

⁶⁸⁰ *Ibid.*

⁶⁸¹ V., en ce sens, GREMILLET (D.), Amendement n°COM-266, 27 mai 2021, *Projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets*, Com. aménagement du territoire et du développement durable, Sénat, Première lecture, n° 551.

⁶⁸² *Ibid.*

inscrite dans le projet initial d'ordonnance relative à la transposition de la directive 2019/944 et du règlement 2019/943⁶⁸³, et salué par la CRE⁶⁸⁴, a été retiré par la suite par le Gouvernement⁶⁸⁵.

371. Ce faisant, il pourrait être envisagé d'ouvrir le champ d'application des dérogations aux raccordements indirects aux installations de stockage d'électricité stationnaires, en s'appuyant par exemple sur ce qui a été réalisé pour les IRVE. Cette réflexion pourrait trouver écho lors d'une prochaine réforme législative du secteur de l'électricité.

2. Les installations de stockage seules directement raccordées aux réseaux publics

372. L'offre de raccordement de référence en régime « branchement-extension-renforcement », prévue par les dispositions de l'article D. 342-2 du code de l'énergie, est applicable aux installations de stockage d'électricité autonomes. L'opérateur de stockage est, par conséquent, titulaire d'une première convention de raccordement au titre des installations de consommation et d'une seconde au titre des installations de production d'électricité⁶⁸⁶. Pour accéder au réseau, l'opérateur de stockage se voit donc appliquer à la fois la procédure de raccordement afférente aux installations de production et celle afférente aux sites de consommation. Cette situation, source de complexité, a conduit, sous l'égide de la CRE, à la mise en place par les gestionnaires de réseaux d'offres de raccordement optionnelles. La CRE a, à l'issue de deux délibérations du 12 décembre 2019⁶⁸⁷, demandé aux gestionnaires de réseaux de proposer aux opérateurs de stockage d'électricité des offres de raccordement dites « alternatives » (« ORA »).

⁶⁸³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant avis sur le projet d'ordonnance portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, N°2020-313, 7 janvier 2021, point 2.7.1., p. 12.

⁶⁸⁴ *Ibid.*, point 2.7.2., p. 12.

⁶⁸⁵ Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (*JORF*, n°0054 du 4 mars 2021).

⁶⁸⁶ V., en ce sens, C. énergie, art. D. 342-15-6, 1°.

⁶⁸⁷ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, N° 2019-274, 19 décembre 2019 ; Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 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, N° 2019-275, 19 décembre 2019.

373. Depuis 2020, en application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie⁶⁸⁸, les gestionnaires de réseaux peuvent, dans le cadre du S3REnR, proposer, après sollicitation du demandeur, une ORA. Moyennant un coût de raccordement moins élevé, le producteur d'électricité doit s'engager, auprès du gestionnaire de réseau, à respecter des limitations à l'injection, dont les modalités d'application sont précisées par arrêté⁶⁸⁹. Cette exigence permet ainsi de réduire les investissements dans les réseaux, ce qui se répercute, *de facto*, sur le coût du raccordement. C'est en application de ces dispositions que RTE a développé une offre de raccordement dite « optimisée » (« ORO ») pour les opérateurs de stockage. L'offre proposée conduit ainsi à limiter les injections et soutirages, au moyen d'un pilotage de l'installation par le gestionnaire de réseau, à la charge de l'opérateur de stockage⁶⁹⁰. Cette offre permet ainsi d'outre passer l'exclusion du soutirage faite à l'article D. 342-23 du code de l'énergie qui se borne à la pilotabilité de l'injection. Comme le précise RTE, l'opérateur de stockage doit « *s'engage[r] à mettre en œuvre ces limitations sans droit à indemnités dans les conditions et limites prévues dans l'offre de raccordement*⁶⁹¹ ».

374. Malgré cela, plusieurs axes d'amélioration peuvent être présentés pour améliorer le cadre existant.

375. Une nouvelle rédaction de l'article D. 342-2 du code de l'énergie, relatif au régime « branchement-extension-renforcement », pourrait, d'une part, être envisagée, afin d'ajouter les installations qui sont susceptibles de soutirer et d'injecter de l'électricité et ainsi contraindre les gestionnaires de réseaux à élaborer une offre de raccordement adaptée au stockage. Cette modification aurait ainsi l'avantage de créer un cadre juridique favorable au stockage dans la mesure où les dispositions ne seraient plus interprétatives et seraient, *de facto*, applicables au stockage comme aux installations de production et de consommation d'électricité.

376. D'autre part, la réglementation applicable aux ORA mériterait d'être repensée. Pour mémoire, les gestionnaires de réseaux peuvent aujourd'hui proposer des ORA pour le stockage d'électricité en vertu de l'article D. 342-23 du code de l'énergie⁶⁹². Or, ce même article

⁶⁸⁸ V., en ce sens, Décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (*JORF*, n°0080 du 2 avril 2020).

⁶⁸⁹ Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie (*JORF*, n°0162 du 14 juillet 2021).

⁶⁹⁰ Intervention de RTE, GT Stockage, CRE-DGEC, Juillet 2021.

⁶⁹¹ GT Stockage, RTE, 20 avril 2022, *op. cit.*, p. 15.

⁶⁹² V., en ce sens, Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, N° 2019-274, 19 décembre 2019 ; Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 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, N° 2019-275, 19 décembre 2019.

se limite aux installations qui injectent de l'électricité renouvelable dans le réseau. Les ORA applicables au stockage de l'électricité issue de sources non renouvelables paraissent donc difficilement conciliables avec l'article D. 342-23 du code de l'énergie précité. La création d'un nouvel article spécifique aux ORA applicables au stockage d'électricité, dissocié de la section 9 relative au S3REnR et à l'établissement de la quote-part du chapitre II du titre IV du Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie, serait une solution intéressante.

377. Par ailleurs, la pilotabilité des installations de stockage doit être nécessairement garantie, notamment au regard des enjeux qu'elle recouvre, afin d'assurer l'exploitation sûre et fiable des réseaux électriques. Or, la pilotabilité des installations raccordées au réseau de distribution d'électricité n'est pas garantie lorsqu'elles injectent de l'électricité sur le réseau. En effet, l'article 33 de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité⁶⁹³ prévoit, pour les installations de production d'électricité de type B, c'est-à-dire celles qui produisent plus de 1 MW, l'obligation de relier leur installation au centre de conduite du gestionnaire de réseau pour échanger, à la fois, des informations et des demandes d'action relatives notamment à la gestion des puissances active et réactive. Dans l'hypothèse où les gestionnaires de réseaux entendent appliquer les dispositions de cet arrêté aux installations de stockage, la réécriture des dispositions de l'article 33 du présent arrêté paraît utile pour prendre en compte également le soutirage de ces installations et non pas uniquement l'injection. Cette modification aurait, selon Enedis, l'avantage d'assurer une certaine cohérence d'exigences pour le pilotage du stockage d'électricité⁶⁹⁴.

378. Enfin, les opérateurs de stockage bénéficiant d'une ORO ne peuvent pas participer à certains marchés d'équilibrage (*i.e.* Services système fréquence) en raison d'un risque de défaillance sur le réglage de fréquence. Des travaux seraient en cours pour pallier cette difficulté⁶⁹⁵, qu'on ne peut qu'encourager.

§2. – La valorisation optimale des capacités de stockage à travers les appels d'offres des gestionnaires de réseaux : une action territoriale cohérente avec les besoins du réseau

379. L'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux implique souvent des travaux de renforcement pour limiter les congestions. Pour limiter de tels travaux, coûteux pour la collectivité, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité sont incités à recourir à des services de flexibilités, par le biais de procédures de mise en concurrence

⁶⁹³ *JORF*, n°0156 du 25 juin 2020.

⁶⁹⁴ GT Stockage, Juillet 2021. V., en ce sens, Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, E-CUBE Strategy Consultants, 2017, *op. cit.*, p. 44.

⁶⁹⁵ V., en ce sens, GT Stockage, RTE, 20 avril 2022, *op. cit.*, p. 20.

par appel d'offres locaux⁶⁹⁶. Dans un contexte de rétention foncière, notamment en raison de la lutte contre l'artificialisation des sols, certains opérateurs de stockage éprouvent d'ores et déjà des difficultés pour disposer temporairement de parcelles foncières dans le périmètre géographique de ces appels d'offres⁶⁹⁷. De telles difficultés méritent que l'on s'y arrête, ne serait-ce qu'au regard du caractère principal de cet élément pour répondre aux exigences du cahier des charges prévu dans le cadre desdits appels d'offres. Afin de mettre un terme à ces difficultés, ou du moins les réduire, il conviendrait d'abord de garantir la disponibilité du foncier (A) et, de manière complémentaire, de mieux orchestrer les outils de planification pour répondre aux besoins futurs de flexibilité (B).

A. La disponibilité du foncier

380. Au regard d'un manque éventuel de foncier dans certains territoires, l'idée recherchée est d'exposer, de manière non exhaustive, un éventail de mesures à destination des opérateurs économiques recherchant à implanter des dispositifs de stockage sur des terrains appartenant aux personnes privées et publiques. Il convient d'examiner particulièrement la location de parcelles pour un usage industriel (1), la mise à disposition de parcelles relevant du domaine public communal (2) et celle relevant du domaine privé communal (3).

⁶⁹⁶ S'agissant du réseau public de transport d'électricité : RTE a lancé, le 22 décembre 2021, une procédure d'appel d'offres ayant pour objet de réserver des capacités de stockage d'électricité raccordées en HTB, sur une période pluriannuelle, pour la résolution des congestions (« France-Paris La Défense : Sources d'alimentation électrique ininterrompue », TED, 658014-2021, 22 décembre 2021, JO n° 248, RTE, II.2.4). V., en ce sens, Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB), N° 2021-12, 27 janvier 2021, Annexe 1, point 2.1., p. 108 et point 1.3., p. 13. S'agissant des réseaux publics de distribution d'électricité : V., Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 32 ; C. énergie, article L. 322-9 ; Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2201 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Nord Pas de Calais, Enedis, V1.2, 21 mars 2022, 6 p., pt. 5.4., p. 5. Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2202 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Ile de France Ouest, Enedis, V1.2, 7 p., pt. 5.4., p. 5. Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2203 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Paris, Enedis, V1.2, 7 p., point 5.4., p. 6 ; V. aussi, Appel d'offres Enedis flexibilités locales 2022 – questions posées par les acteurs lors du webinaire de lancement (21/03/2022) et questions complémentaires reçues entre le 21/03/2022 et le 21/04/2022, Enedis, 8 p., p. 4. La participation aux appels d'offres REFLEX, qui visent à intégrer les flexibilités au dimensionnement des S3REnR, va également en ce sens. V., à ce propos, « Projet Reflex : Enedis dégage des capacités d'accueil supplémentaires dédiées aux Enr », *Direction Technique*, Enedis, V. 2, 9 février 2022, 6 p. « L'appel au marché dans le projet REFLEX », *Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité*, Enedis, Septembre 2021, 14 p., point 4.1., p. 9.

⁶⁹⁷ Journée Stockage de l'électricité, ATEE, Colloque, Nantes, 10 mai 2022.

1. La location de parcelles pour un usage industriel

381. L'implantation d'une installation de stockage d'électricité sur un terrain privé relevant d'un bail civil classique entre son propriétaire et l'opérateur économique est un schéma contractuel à privilégier, en raison notamment de la simplicité de la procédure pour l'opérateur de stockage. Rappelons qu'au titre des règles applicables aux baux civils, l'article 1713 du code civil dispose que : « *On peut louer toutes sortes de biens meubles ou immeubles.* ». Le bail à construction prévu aux articles L. 251-1 et L. 251-2 du code de la construction et de l'habitation est également adapté au cas d'espèce, en ce que les installations de stockage nécessitent, dans tous les cas, la construction d'ouvrages. En cohérence avec l'objectif de « zéro artificialisation nette »⁶⁹⁸, il conviendrait de privilégier les sites déjà artificialisés, à l'image des fiches industrielles ou des sites pollués. La parcelle doit être localisée dans une zone déjà urbanisée ou à urbaniser⁶⁹⁹, dans la mesure où les zones classées agricoles ou naturelles sont incompatibles avec ce type de projet⁷⁰⁰, sauf exception⁷⁰¹.

382. L'hypothèse du recours à la location de terrain appartenant aux communes, en application de l'article R. 1511-4-3 du code général des collectivités territoriales, s'avère être plus difficile à mettre en œuvre, mais reste envisageable. En effet, l'opérateur économique est tenu de respecter au moins deux conditions cumulatives. La première tient à la taille de l'entreprise en cause. Celle-ci doit être considérée comme une petite ou moyenne entreprise. Si cette condition peut éventuellement poser des difficultés, la seconde demeure beaucoup plus contraignante, puisque l'opérateur doit respecter les conditions visées⁷⁰² par le règlement 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 traité⁷⁰³.

2. La mise à disposition de parcelles relevant du domaine public communal

383. Les collectivités territoriales peuvent mettre à disposition leurs biens issus du domaine public. En l'état, rien ne s'oppose à ce qu'une commune mette à disposition un terrain appartenant au domaine public à un opérateur économique exerçant une activité privée. En vertu des dispositions de l'article L. 2111-1 du code général de la propriété des personnes publiques, font partie du domaine public les biens appartenant à une personne publique et qui soit affectés

⁶⁹⁸ V., en ce sens, Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, article 191.

⁶⁹⁹ V., en ce sens, Code de l'urbanisme, articles R. 151-18 et R. 151-20, premier alinéa.

⁷⁰⁰ Pour les zones agricoles : Code de l'urbanisme, articles R. 151-22 et R. 151-23. Pour les zones naturelles et forestières : Code de l'urbanisme, articles R. 151-24 et R. 151-25.

⁷⁰¹ V., en ce sens, Code de l'urbanisme, article L. 151-13, 1°.

⁷⁰² V., en ce sens, 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, articles 17 et 21.

⁷⁰³ JOUE, n° L 187 du 26 juin 2014, p. 1-78.

soit à « *l'usage direct du public*⁷⁰⁴ », soit à « *un service public pourvu qu'en ce cas ils fassent l'objet d'un aménagement indispensable à l'exécution des missions de ce service public.*⁷⁰⁵ ». Faut-il relever par ailleurs que l'article L. 2122-1 du même code pose le principe selon lequel nul ne peut occuper une dépendance du domaine public sans disposer d'un titre l'y autorisant⁷⁰⁶. Cette occupation du domaine public doit être temporaire, précaire et révocable.

384. Plusieurs titres d'occupation peuvent être susceptibles de s'appliquer au cas d'espèce. D'emblée, force est de constater que seule l'autorisation d'occupation temporaire (« AOT ») non constitutive de droits réels semble être adaptée au besoin envisagé. Les titres constitutifs de droit réel, tels que prévus à l'article L. 2122-20 du code général de la propriété des personnes publiques, autrement dit les baux emphytéotiques administratifs et les autorisations d'occupation constitutives de droits réels, doivent être écartés.

Le recours à un bail emphytéotique s'avère en effet inapproprié. Le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité rappelle que l'opportunité d'une flexibilité « *est liée à l'évolution de la consommation et de la production sur la zone [géographique concernée] et peut être amené à varier au cours du temps.*⁷⁰⁷ » Autrement dit, « *une flexibilité utile en 2021 n'est nécessairement pas garantie de l'être en 2025*⁷⁰⁸ » rappelle Enedis. Or, force est de rappeler que le bail emphytéotique doit être consenti pour une durée minimale de plus dix-huit ans, conformément aux dispositions de l'article L. 451-1 du code rural et de la pêche maritime.

Pour une raison différente, les autorisations d'occupation constitutives de droits réels sont aussi inadaptées. En effet, ces autorisations sont délivrées par la collectivité territoriale « *en vue de la réalisation d'une opération d'intérêt général relevant de [sa] compétence*⁷⁰⁹ ». Or, l'activité de stockage d'électricité ne relève pas d'une opération d'intérêt général relevant de la compétence des collectivités territoriales.

385. De là, l'on s'intéressera exclusivement à l'autorisation d'occupation temporaire non constitutive de droits réels, régie par les articles L. 2122-1 et suivants du code général de la propriété des personnes publiques.

386. L'autorisation d'occupation temporaire non constitutive de droits réels est délivrée à l'opérateur économique, de manière temporaire⁷¹⁰. L'autorisation n'est valable que pour le domaine artificiel, excluant de fait le domaine naturel. L'AOT qui revêt un caractère révocable, précaire et temporaire, est accordée en contrepartie du paiement d'une redevance,

⁷⁰⁴ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2111-1.

⁷⁰⁵ *Ibid.*

⁷⁰⁶ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-1, premier alinéa.

⁷⁰⁷ Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité appel à contributions du 30/09/2021 au 17/11/2021, Enedis, 26 p., point 1, p. 5.

⁷⁰⁸ *Ibid.*

⁷⁰⁹ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 1311-5, I, premier alinéa.

⁷¹⁰ V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-2, premier alinéa.

conformément à l'article L. 2125-1 du code général de la propriété des personnes publiques. Cette redevance est établie selon des avantages de toute nature issus de l'occupation⁷¹¹.

387. Cette autorisation s'avère intéressante autant pour la commune qui valorise son domaine public que pour l'opérateur économique qui bénéficie d'une parcelle, élément décisif à la concrétisation de son projet. L'on doit tout de même relever que cette procédure conduit la collectivité territoriale à appliquer, en vertu de l'article L. 2122-1-1 du code général de la propriété des personnes publiques, une procédure de mise en concurrence préalable pour la délivrance des titres d'occupation domaniale, même lorsqu'il s'agit d'une demande spontanée⁷¹². Or, en l'occurrence, une telle procédure pourrait alourdir la charge administrative de l'opérateur économique et faire perdre l'éventuelle jouissance de la parcelle.

388. Cette exigence légale, issue de l'ordonnance n° 2017-562 du 19 avril 2017 relative à la propriété des personnes publiques⁷¹³, connaît néanmoins des exceptions⁷¹⁴ qu'il convient d'exposer.

Ainsi, l'alinéa 2 de l'article L. 2122-1-1 du code général de la propriété des personnes publiques autorise le gestionnaire du domaine public à se dispenser d'une procédure de sélection, procédant ainsi à une simple publicité préalable, lorsque « *l'occupation ou l'utilisation autorisée est de courte durée ou que le nombre d'autorisations disponibles pour l'exercice de l'activité économique projetée n'est pas limité*⁷¹⁵ ». Ces deux exceptions doivent toutefois s'apprécier au cas par cas⁷¹⁶.

D'autres exceptions, susceptibles de s'appliquer, offriraient aux gestionnaires du domaine public la faculté d'exclure toute procédure de mise en concurrence. Il en serait ainsi, au titre de l'article L. 2122-1-3 du code général de la propriété des personnes publiques, lorsque « *les caractéristiques particulières de la dépendance, notamment géographiques, physiques, techniques ou fonctionnelles, ses conditions particulières d'occupation ou d'utilisation, ou les spécificités de son affectation le justifient au regard de l'exercice de l'activité économique projetée*⁷¹⁷ ». La situation géographique pourrait justifier à elle seule son application, dans la mesure où la réponse à l'appel d'offres, organisé par un gestionnaire de réseau de distribution

⁷¹¹ V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2125-3 ; V. aussi, CE, 12 décembre 1923, *Peysson*, Lebon, p. 826 ; CE, 7 mai 1980, n° 05969, *SA les marines de Cogolin*, Lebon, p. 215.

⁷¹² V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-1-4.

⁷¹³ *JORF*, n°0093 du 20 avril 2017. Sur le principe, V., en ce sens, CJUE, 14 juillet 2016, C-458/14, *Promoimpresa Srl* et C-67/15, *Mario Melis e.a.* Sur le refus du Conseil d'État de consacrer l'existence d'une telle obligation, V., CE, sect., 3 décembre 2010, n°s 338272 et 338527, *Ville de Paris et Assoc. Paris Jean-Bouin*, Lebon. BRACONNIER (S.) et NOGUELLOU (R.), « L'affaire Jean Bouin », *RDI* 2011, p. 162.

⁷¹⁴ V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, articles L. 2122-1-1 à L. 2122-1-3.

⁷¹⁵ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-1-1, deuxième alinéa.

⁷¹⁶ Sur la notion de « courte durée », V., Circulaire modifiant la circulaire n° CPAE1727822C du 19 octobre 2017 relative à l'application des dispositions de l'ordonnance n° 2017-562 du 19 avril 2017 aux professions foraines et circassiennes, Ministère de l'Intérieur, 6 août 2019.

⁷¹⁷ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-1-3, 4°.

dans le cadre de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, est conditionnée à une zone géographique délimitée. Il en serait également, au titre du même article, lorsque « *des impératifs tenant à l'exercice de l'autorité publique ou à des considérations de sécurité publique le justifient*.⁷¹⁸ » Si cette deuxième dérogation est plus difficile à mettre en œuvre, pour des raisons qui tiennent notamment à son caractère indirect avec le cas d'espèce, elle ne doit pas pour autant être écartée *in extenso*. La Cour de justice de l'Union européenne s'est prononcée, plusieurs fois, sur la corrélation entre la sécurité publique et la sécurité d'approvisionnement en énergie. La Cour a ainsi reconnu que la recherche de la sécurité d'approvisionnement en énergie peut constituer une raison de sécurité publique « *en cas de crise*⁷¹⁹ », notamment en raison de l'importance de certaines sources d'énergie dans l'économie moderne. Or, la présence de congestions locales sur une partie du réseau ne peut garantir un « *approvisionnement régulier et continu*⁷²⁰ » en électricité. Cette situation serait susceptible de générer une « crise » du fonctionnement du réseau et, par un effet boule de neige, une « crise » de la sécurité d'approvisionnement en électricité, quand bien même il n'y aurait pas de « *menace imminente*⁷²¹ ». Ainsi, la présence d'une installation de stockage dans une zone géographique déterminée, pour résoudre des congestions, pourrait justifier une dérogation au titre de l'article L. 2122-1-3 du code général de la propriété des personnes publiques. Les « *raisons exactes*⁷²² » qui conduisent la personne publique à restreindre la libre concurrence doivent, en outre, être précisées, conformément aux dispositions du dernier alinéa de l'article précité.

3. La mise à disposition de parcelles relevant du domaine privé communal

389. Les collectivités territoriales peuvent également mettre à disposition leurs biens issus du domaine privé. Le domaine privé est défini par le code général des personnes publiques à l'inverse de la définition du domaine public. Autrement dit, relèvent du domaine privé les biens n'appartenant pas au domaine public des personnes publiques⁷²³. Ces biens sont gérés en application des règles du droit privé. Les contrats se rapportant au domaine privé des collectivités territoriales sont par conséquent des contrats régis par le droit commun, dont le contentieux est judiciaire⁷²⁴. La collectivité agit donc comme un « *simple propriétaire qui gère son bien*⁷²⁵ ».

⁷¹⁸ Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2122-1-3, 5°.

⁷¹⁹ V., en ce sens, CJUE, 11 novembre 2010, C-543/08, *Comm. c/ Portugal*, point 84 ; CJCE, 4 juin 2002, C-483/99, *Comm. c/ France*, point 47 ; CJCE, 10 juillet 1984, C-72/83, *Campus Oil e.a.*, points 34 et 35.

⁷²⁰ V., en ce sens, CJUE, 11 novembre 2010, C-543/08, *Comm. c/ Portugal*, point 86.

⁷²¹ V., en ce sens, *Ibid.*

⁷²² V., en ce sens, *Ibid.*, point 87.

⁷²³ V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 2211-1.

⁷²⁴ V., en ce sens, T. confl., 30 mars 1992, n° 02694, *Société Le Joli Bois*.

⁷²⁵ *JCI Propriétés publiques*, Fasc. 58, pt. 92.

390. Dans ces conditions, rien ne s’oppose à ce qu’une collectivité puisse donner à bail un terrain nu relevant de son domaine privé à un opérateur économique pour qu’il puisse exercer une activité privée⁷²⁶ et plus particulièrement pour y exploiter une installation de stockage d’électricité. À cet effet, la nature du contrat de bail relèverait du droit commun. Autrement dit, la convention serait régie par les dispositions prévues aux articles 1708 et suivants du code civil. Toutefois, selon une jurisprudence constante en la matière⁷²⁷, la présence d’une ou plusieurs clauses exorbitantes de droit commun, à l’image d’une clause de résiliation unilatérale au bénéfice de la personne publique, qualifierait la convention de contrat administratif. Auquel cas, l’opérateur de stockage d’électricité devra prêter une attention particulière aux stipulations prévues dans le contrat.

B. Des outils de planification mieux orchestrés

391. Les documents d’urbanisme locaux sont de véritables leviers pour faire face aux nouveaux enjeux de la décentralisation de la production d’électricité et plus généralement de la transition énergétique. Pour répondre aux futurs besoins de flexibilités locales, une solution consisterait à renforcer les orientations stratégiques dans les documents d’urbanisme locaux.

392. Un document d’urbanisme en particulier peut s’avérer intéressant pour répondre aux besoins futurs des flexibilités locales en tant qu’alternatives au renforcement du réseau : il s’agit du plan climat-air-énergie territorial (« PCAET ») prévu à l’article L. 229-26 du code de l’environnement. Cet outil de planification stratégique est élaboré au plus près des enjeux énergétiques locaux. Selon les dispositions du II de l’article L. 229-26 précité, le PCAET doit définir, sur le territoire de l’établissement public de coopération intercommunale à fiscalité propre (« EPCI ») et de la métropole : « *Le programme d’actions à réaliser afin notamment [...] d’augmenter la production d’énergie renouvelable, [...] de développer le stockage et d’optimiser la distribution d’énergie, [...] de limiter les émissions de gaz à effet de serre et d’anticiper les impacts du changement climatique.*⁷²⁸ ». Il y a également lieu de relever que le PCAET doit être compatible avec les objectifs du schéma régional du climat, de l’air et de l’énergie⁷²⁹ (« SRCAE ») et du schéma régional d’aménagement, de développement durable et d’égalité des territoires⁷³⁰ (« SRADDET »), lesquels prennent en compte la stratégie nationale

⁷²⁶ V., en ce sens, T. confl., 30 mars 1992, n° 02694, *Société Le Joli Bois*

⁷²⁷ V., en ce sens, CE, 31 juillet 1912, n° 30701, *Société des granits porphyroïdes des Vosges* ; CE, sect., 20 octobre 1950, *Sieur Stein*, Lebon, p. 505 ; T. confl., 5 juillet 1999, n° 03167, *UGAP*, Rec. 465 ; T. confl., 13 octobre 2014, n° C3963, *Société AXA France IARD* ; T. confl., 12 février 2018, n° C4109, *SARL The Congress House* ; V. aussi, CHAPUS (R.), *Droit administratif général*, LGDJ, Précis Domat, t. 1, 15e édition, 3 septembre 2001, 1440 p., p. 551-557, points 724 et s.

⁷²⁸ Code de l’environnement, article L. 229-26, II, 2°.

⁷²⁹ V., en ce sens, Code de l’environnement, article L. 229-26, VI.

⁷³⁰ V., en ce sens, Code général de la propriété des personnes publiques, article L. 4251-3, 1°.

bas-carbone⁷³¹, dont l'une des orientations invite à « *anticiper*⁷³² » les besoins supplémentaires en termes de flexibilité et de stockage d'électricité.

393. Ces dispositions légales pourraient légitimer la mise en place d'actions locales ayant pour but d'anticiper les besoins fonciers pour les opérateurs de stockage d'électricité qui prétendraient répondre aux sollicitations futures des gestionnaires de réseaux pour résoudre des congestions locales dans des zones géographiquement limitées.

394. Concrètement, il pourrait être suggéré aux collectivités à l'échelon intercommunal ou de la métropole, d'engager des études d'identification du potentiel foncier pour accueillir des installations de stockage d'électricité. Cette étude aurait ainsi l'objectif de cartographier les parcelles qui pourraient accueillir ces installations. Pour ce faire, la collectivité pourrait prendre appui des informations qui lui sont disponibles, notamment via le S3REnR en cause ou auprès des gestionnaires de réseau dans le cadre des articles L. 111-72 et L. 111-73 du code de l'énergie⁷³³. Dans le même temps, il s'agirait de sensibiliser les propriétaires, les élus et le grand public à la mise à disposition de terrains nus, dans l'objectif de garantir la sécurité des réseaux et le développement local des énergies renouvelables. La mise en pratique de cette proposition invite à adapter les plans locaux d'urbanisme (ci-après « PLU ») et intercommunaux (ci-après « PLUi »), ces derniers devant en tout état de cause prendre en compte le PCAET⁷³⁴. Les solutions proposées seront évidemment différentes selon les souhaits de chaque collectivité.

⁷³¹ S'agissant des SRCAE (Région Ile-de-France et Corse) : Code de l'environnement, article L. 222-1 B, III. S'agissant des SRADDET (autres) : Code de l'environnement, article L. 4251-3, 1°.

⁷³² Stratégie nationale bas-carbone, Ministère de la transition écologique et solidaire, Mars 2020, 192 p., Chapitre 4, paragraphe 4.3, VI, B), point d), p. 123.

⁷³³ V., en ce sens, C. énergie, articles D. 111-53 à D. 111-55 ; V., aussi, Arrêté du 18 juillet 2016 fixant les modalités de transmission des données de transport, distribution et production d'électricité, de gaz naturel et de biométhane, de produits pétroliers et de chaleur et de froid (*JORF*, n°0167 du 20 juillet 2016).

⁷³⁴ V., en ce sens, Code de l'urbanisme, article L. 131-5.

CONCLUSION DU CHAPITRE 1

395. Pour garantir la fiabilité et la sécurité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, ainsi que pour optimiser leur dimensionnement, les gestionnaires de réseaux sont encouragés à recourir à la flexibilité, y compris celle proposée par les opérateurs de stockage d'électricité. Face à l'essor de la flexibilité, il devient nécessaire de réviser le cadre juridique qui régit l'échange d'informations entre les gestionnaires de réseaux pour l'adapter au stockage d'électricité et réduire ainsi les risques de conflits d'activation entre les gestionnaires de réseaux. Lorsque ces derniers recourent aux services de flexibilité, ils ont la possibilité d'exiger des engagements fermes de la part des opérateurs, une pratique déjà en vigueur pour les mécanismes de marché nationaux. Cette mesure pourrait être répliquée pour les appels d'offres destinés à résoudre les congestions locales pour renforcer la sécurité et la fiabilité des réseaux, l'idée étant de veiller à la disponibilité des installations de stockage lorsque les gestionnaires de réseaux en ont besoin.

396. Pour rendre le cadre juridique plus favorable aux opérateurs de stockage, plusieurs solutions ont été présentées dans ce chapitre. Actuellement, le cadre juridique régissant l'accès et le raccordement des utilisateurs aux réseaux n'est pas adapté aux installations de stockage d'électricité. Afin de faciliter l'accès de ces nouveaux utilisateurs aux réseaux, il a été suggéré de mettre à jour les exigences techniques et opérationnelles de raccordement pour les harmoniser avec les nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité. Il a également été proposé d'adapter le cadre juridique national correspondant, notamment en modifiant les dispositions du code de l'énergie pour les étendre aux installations de stockage, et non seulement aux installations de production et de consommation d'électricité. D'autres propositions et clarifications visant à encourager l'intégration des installations de stockage dans les réseaux ont pu être présentées, notamment en ce qui concerne les offres de raccordement et les appels d'offres organisés par les gestionnaires de réseaux pour résoudre les congestions locales.

CHAPITRE 2

UNE TARIFICATION JUSTIFIÉE

397. Comme tout utilisateur des réseaux publics d'électricité, les installations de stockage d'électricité doivent s'acquitter des redevances d'utilisation de ces réseaux. Théoriquement, lorsqu'il stocke de l'électricité issue du réseau, l'opérateur de stockage doit s'acquitter, auprès du gestionnaire de réseau concerné, des redevances au titre du soutirage et de l'injection. Cette situation crée ainsi une « double charge » au titre des tarifs d'utilisation des réseaux publics, et conduit à ce que l'électricité soit soumise aux redevances de réseaux à quatre reprises⁷³⁵. Cette situation est souvent citée comme l'un des principaux freins au développement du stockage d'électricité, dès lors que les redevances de réseaux représentent l'un des principaux postes de coûts d'exploitation des installations de stockage⁷³⁶.

398. La question d'une adaptation de la tarification des réseaux n'est pas nouvelle – elle a été soulevée en France à partir de 2016 dans la programmation pluriannuelle de l'énergie⁷³⁷ –, mais connaît un regain d'intérêt depuis 2019, avec le développement du stockage. En juillet 2022, l'association européenne pour le stockage d'énergie (« EASE ») a invité les décideurs politiques à mettre en place, au titre des redevances de réseaux, une « *réglementation spécifique et adaptée*⁷³⁸ » au stockage d'électricité. Longtemps réticente à cette idée⁷³⁹, la CRE a récemment marqué son souhait de créer une nouvelle composante tarifaire pour mieux refléter les bénéfices apportés par le stockage au réseau et inciter les opérateurs de stockage à avoir un comportement vertueux pour le réseau⁷⁴⁰.

⁷³⁵ Théoriquement, lorsque l'installation de production d'électricité produit de l'électricité, le producteur d'électricité s'acquitte d'une redevance au titre de la composante d'injection. Au même moment, l'installation de stockage d'électricité qui soutire cette électricité qui transite sur le réseau public, s'acquitte d'une redevance au titre du soutirage. Lorsque cette électricité est réinjectée sur le réseau public après une phase de stockage, elle se voit soumise à une redevance de réseau au titre de l'injection. Au même moment, lorsque le consommateur final soutire et consomme cette électricité, il s'acquitte d'une redevance au titre du soutirage.

⁷³⁶ V., en ce sens, RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies*, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, p. 197 ; V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., « Study on Energy Storage », EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 4.4., p. 135.

⁷³⁷ « Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement et au développement des infrastructures et de la flexibilité du système énergétique », *Programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2023*, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, 2016, point 2.1.4., p. 33.

⁷³⁸ « The Way Forward for Energy Storage Grid Fees », *General Overview and Best Practices Across Member States*, EASE, July 2022, 12 p., p. 8 (traduit par l'auteur).

⁷³⁹ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.1., pp. 21-22.

⁷⁴⁰ Colloque annuel du Club Stockage de l'ATEE, 6 octobre 2022, Présentation CRE. A ce propos, dans le cadre des travaux sur la tarification du futur TURPE (TURPE 7), la CRE réfléchit à créer une nouvelle composante

399. En l'état actuel du droit, une adaptation des tarifs de réseaux au stockage d'électricité est envisageable (**Section 1**), sous réserve de respecter certaines conditions. Les pistes à explorer sont nombreuses, mais l'on s'attachera tout particulièrement à évaluer et à proposer la réduction des tarifs de réseaux et l'évolution des composantes tarifaires (**Section 2**).

tarifaire pour mieux refléter les bénéfices apportés par le stockage au réseau et d'inciter les opérateurs de stockage à avoir un comportement vertueux pour le réseau. V., aussi, Feuille de route 2023-2024, CRE, Février 2023, 28 p., p. 8.

SECTION 1. – UNE ADAPTATION ENVISAGEABLE

400. Dans un document de réflexion et de proposition portant sur le stockage d'électricité publié en septembre 2019⁷⁴¹, la CRE s'est montrée réticente à l'idée d'établir un tarif d'utilisation des réseaux publics *sui generis* au stockage d'électricité. Le régulateur considère qu'une tarification en fonction de l'usage ne devrait pas être envisagée⁷⁴². Pour le régulateur, la tarification des réseaux « doit refléter au mieux les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateur du réseau, et ce de façon transparente et non discriminatoire⁷⁴³ » et n'est aucunement un « dispositif de soutien⁷⁴⁴ ». La Commission européenne est plus souple vis-à-vis de la mise en place d'une tarification spécifique au stockage d'électricité. Dans un document relatif au stockage public en mars 2023, elle observe que « des redevances et des tarifs de réseau spécifiques peuvent être nécessaires pour le stockage de l'énergie compte tenu de son double rôle de “consommateur” et de “producteur” d'énergie⁷⁴⁵ ».

401. Reste que l'impossibilité, à ce jour, d'adapter les tarifs d'utilisation des réseaux publics au stockage d'électricité que ne le laisse croire la CRE n'est pas figée. Une approche rationnelle du sujet invite effectivement à remettre en perspective les contraintes qui s'opposent à une adaptation des tarifs au stockage d'électricité. Ainsi, il faut observer que l'intangibilité des règles tarifaires de droit commun est quelque peu remise en cause, eu égard aux tarifs de réseaux « spécifiques » déjà existants (§1). Si la CRE s'en remet à l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, lequel prévoit que les redevances de réseau ne créent pas de discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité pour étayer sa prise de position, il faut observer pour autant que ce principe a, selon nous, fait l'objet d'une lecture restrictive et indépendante des autres principes tarifaires. Cette approche mérite par conséquent une réévaluation des principes tarifaires (§2).

⁷⁴¹ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*

⁷⁴² *Ibid.*, p. 21.

⁷⁴³ *Ibid.*, p. 20.

⁷⁴⁴ *Ibid.*, p. 21.

⁷⁴⁵ V., en ce sens, *Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system*, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.2.1., p. 28 (traduit par l'auteur).

§1. – Des tarifs de réseaux « spécifiques » déjà existants

402. Depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité⁷⁴⁶, les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ont pour mission le développement et l'exploitation de ces réseaux. Cette mission consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire, le raccordement et l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité⁷⁴⁷. Les gestionnaires de réseaux sont rémunérés par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (« TURPE »), dont s'acquittent les utilisateurs de ces réseaux, dans des conditions transparentes et non discriminatoires⁷⁴⁸. Si la CRE est compétente pour fixer la méthode d'établissement des TURPE pour les utilisateurs raccordés aux réseaux publics de transport (TURPE HTA) et de distribution d'électricité (TURPE HTB-BT), la fixation des TURPE revient au Gouvernement, conformément à l'article L. 410-2 du code de commerce.

403. Les utilisateurs du réseau s'acquittent des TURPE de droit commun, sauf s'ils s'inscrivent dans le cadre des dérogations prévues par la loi. En l'état actuel du droit, deux catégories d'utilisateurs bénéficient de TURPE « spécifiques ». Il s'agit des installations de stockage d'électricité raccordées au réseau public de transport d'électricité visées à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie (**A**) et des installations d'autoconsommation (**B**) mentionnées à l'article L. 315-3 du même code. Une analyse de ces tarifs « spécifiques » peut nous aider dans la réflexion d'un éventuel TURPE *sui generis* au stockage d'électricité.

A. Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau public de transport d'électricité

404. Certains grands consommateurs d'électricité raccordés directement ou indirectement au réseau public de transport d'électricité, à l'instar des installations de stockage d'électricité, peuvent bénéficier d'une tarification adaptée à leur profil de consommation d'électricité, lequel diffère largement des autres consommateurs.

405. Sur fond de concurrence européenne⁷⁴⁹, l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu une réduction du TURPE pour les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de

⁷⁴⁶ *JORF*, n°35 du 11 février 2000.

⁷⁴⁷ *V.*, en ce sens, Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, article 2.

⁷⁴⁸ Quatre grands principes fondamentaux sont pris en compte par la CRE lorsqu'elle élabore les grilles tarifaires : timbre-poste, péréquation tarifaire, réflectivité des coûts, horosaisonnalité. *V.*, en ce sens, SABLIERE (P.), *Droit de l'énergie 2014/2015*, Dalloz, op. cit., point 836.12, pp. 2382-2383.

⁷⁴⁹ *V.*, en ce sens, *Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte*, Étude d'impact, Assemblée nationale, 29 juillet 2014.

consommation prévisible et stable ou anticyclique⁷⁵⁰. Les tarifs d'utilisation sont réduits d'un pourcentage qui prend en compte l'impact positif de ces utilisateurs du réseau sur le système électrique. L'article 157 de cette loi, codifié à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, précise que : « *La réduction [...] est plafonnée pour concourir à la cohésion sociale et préserver l'intérêt des consommateurs. Ce plafond est fixé par décret : / [...] 2° Pour les installations permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation de stockage et sans excéder 50 %.*⁷⁵¹ ».

406. Les modalités de calcul de cette réduction ont été précisées par le décret n° 2017-308 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'électricité⁷⁵². En application de ce décret, les opérateurs qui stockent de l'électricité issue du réseau en vue de sa restitution ultérieure au réseau et qui remplissent les conditions, aujourd'hui codifiées à l'article D. 341-8-1 et suivants du code de l'énergie, bénéficient d'un abattement pour la part annuelle liée au soutirage de 50%⁷⁵³, soit le taux maximum prévu par l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie. Autrement dit, les opérateurs de stockage d'électricité paient la moitié de la composante liée au soutirage du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité.

407. Théoriquement, ces tarifs sont, de prime abord, susceptibles de porter atteinte aux principes de non-discrimination devant les redevances de réseau et de réfectivité des coûts, lesquels ont eu, lors de l'adoption de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, une assise juridique solide⁷⁵⁴. Pour mémoire, lorsqu'elle élabore les TURPE, la CRE prend en compte les considérations tarifaires prévues par la loi, parmi lesquelles le principe dit « timbre-poste », le principe de réfectivité des coûts ou encore le principe de non-discrimination. Dans leur version en vigueur au 1^{er} juillet 2015, qui prévaut à ce jour, les dispositions de l'article L. 341-1 du code de l'énergie disposent que : « *Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.*⁷⁵⁵ ». Les coûts générés par les utilisateurs doivent, par conséquent, être couverts par les redevances, de manière à recouvrir les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux. Le

⁷⁵⁰ Consommateurs qui consomment de l'électricité pendant les périodes de faible consommation.

⁷⁵¹ C. énergie, article L. 341-4-2.

⁷⁵² *JORF*, n°0060 du 11 mars 2017.

⁷⁵³ V., en ce sens, C. énergie, articles D. 341-8-1 et s. V., aussi, Décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif 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 (*JORF*, n°0036 du 12 février 2016).

⁷⁵⁴ V., en ce sens, C. énergie, article L. 341-1 (dans sa version du 1^{er} juillet 2015). Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, article 14, paragraphe 1.

⁷⁵⁵ C. énergie, article L. 341-1 (version au 1^{er} juillet 2015).

non-respect de ce principe, appelé plus communément « principe de réflexivité des coûts », expose les autres utilisateurs du réseau à des charges plus élevées puisque ces derniers doivent payer, en plus de leurs propres charges, celles non acquittées des autres utilisateurs. *In fine*, cette situation contrevient par la même occasion au principe de non-discrimination⁷⁵⁶. L'étude d'impact de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte observe, à ce titre, « un transfert des charges⁷⁵⁷ » entre les utilisateurs du réseau, bien qu'il puisse être « très modéré⁷⁵⁸ ».

408. Toutefois, dans les faits, la dérogation aux règles de droit commun applicables aux redevances de réseaux a été justifiée par la volonté d'offrir une approximation plus juste des coûts générés par ces consommateurs d'électricité, au regard des « avantages⁷⁵⁹ » qu'ils apportent au système électrique. La recherche d'une meilleure réflexivité des coûts s'explique par « les effets positifs sur la stabilité et l'optimisation du système électrique apportés par les sites fortement consommateurs d'énergie et ayant un profil de consommation stable et prévisible durant l'année, notamment du fait que leurs soutirages génèrent moins de coûts de développement de réseau et moins de coûts d'équilibrage du système électrique.⁷⁶⁰ ». L'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte précise que, contrairement aux consommateurs moyens raccordés au réseau public de transport, les consommateurs électro-intensifs ont besoin d'un dimensionnement du réseau moins élevé, génèrent moins de coûts d'équilibrage et le prix des pertes qu'ils génèrent est moins important que le prix moyen des pertes⁷⁶¹.

409. L'exemple allemand montre, en outre, qu'une exonération partielle des redevances de réseau pour certains consommateurs d'électricité dont le profil diffère par rapport aux autres consommateurs demeure conforme au droit européen. L'Allemagne a effectivement introduit, à partir de 2011, des redevances spécifiques pour les consommateurs « atypiques », c'est-à-dire les « utilisateurs anticycliques », autrement dit ceux qui consomment de l'électricité en dehors des heures de pointe, et pour les « consommateurs de charge en continu », ceux dont la consommation annuelle d'électricité représente au moins 7 000 heures d'utilisation et plus

⁷⁵⁶ V., en ce sens, C. énergie, article L. 341-1.

⁷⁵⁷ Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, *Étude d'impact*, op. cit., p. 44. L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie confirme, d'ailleurs, cette exégèse, puisqu'il prévoit que les TURPE transport doivent tenir compte de la réduction « afin de compenser [...] la perte de recettes qu'elle entraîne pour les gestionnaires de réseau concernés ».

⁷⁵⁸ Avis présenté au nom de la commission des finances (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, 21 janvier 2015, n° 236, p. 54.

⁷⁵⁹ *Ibid.*, p. 204.

⁷⁶⁰ *Ibid.*

⁷⁶¹ V., en ce sens, Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, *Étude d'impact*, op. cit., p. 204.

de 10 GW par heure⁷⁶². Dans un précédent relatif à cette exonération, il est intéressant d'observer que la Commission européenne n'a pas remis en cause les redevances en question⁷⁶³. Au contraire, elle a pu considérer que le traitement différencié de certains utilisateurs du réseau peut être justifié si les redevances permettent « *une approximation fiable des coûts*⁷⁶⁴ » générés par ces utilisateurs.

410. La raison pour laquelle cette mesure a été ouverte au stockage d'électricité au cours des débats parlementaires tient au fait que ces installations paient en double le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité, au titre de l'injection et du soutirage⁷⁶⁵. Des rapports qui précèdent la publication de la présente loi ont, à cet égard, invité les décideurs politiques à réduire notamment les montants acquittés par les STEP au titre du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité⁷⁶⁶, dont les coûts peuvent représenter jusqu'à 40% des charges d'exploitation⁷⁶⁷. Le fait d'avoir étendu la réduction des tarifs d'utilisation de réseau public de transport aux installations de stockage d'électricité lors des travaux parlementaires est, par ailleurs, une preuve que le législateur admet que des redevances de réseau spécifiques à un usage peuvent être introduites, bien qu'il semble que le Gouvernement ne soit pas de cet avis. En effet, faut-il rappeler que les redevances de réseaux s'appliquent aux consommateurs d'électricité indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité (*e.g.* production de biens manufacturés *versus* consommation domestique), conformément au principe de non-discrimination. Pour les sites fortement consommateurs d'électricité, autres que les installations de stockage d'électricité, la réduction prévue à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie s'applique non pas en raison de l'usage de l'électricité consommée, mais du profil de consommation de ces opérateurs, lequel est dissemblable d'autres consommateurs du réseau. Or, on peut difficilement admettre, s'agissant des installations de stockage d'électricité, qu'il s'agit d'un tarif spécifique applicable indépendamment de l'usage. Il faut effectivement

⁷⁶² V., en ce sens, Loi portant nouvelle réglementation des dispositions relatives à l'approvisionnement en énergie du 26 juillet 2011 (Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, BGBl. 2011 I, p. 1554) ; Règlement fédéral relatif aux redevances de réseau du 25 juillet 2005 (Stromnetzentgeltverordnung, BGBl. 2005 I, p. 2225).

⁷⁶³ Excepté celles qui prévoient une exonération complète. V., en ce sens, Trib., 6 octobre 2021, T-238/19, *République fédérale d'Allemagne c/ Commission européenne*, points 123-126.

⁷⁶⁴ *Ibid.*, point 123.

⁷⁶⁵ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la Commission spéciale pour l'examen du projet de loi, après l'engagement de la procédure accélérée, modifiée par le Sénat en première lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (n° 2611), Assemblée nationale, 16 avril 2015, n° 2736, p. 477 ; PONIATOWSKI (L.), « Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte », Tome 1 : Rapport, Sénat, Rapport n° 263, 28 janvier 2015, 649 p., pp. 298-299.

⁷⁶⁶ V., en ce sens, DAMBRINE (F.), Les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, Rapport présenté au Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, Mars 2006, 56 p., p. 29 et p. 45 ; Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I.

⁷⁶⁷ Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I, p. 74.

observer que l'électricité est soutirée, dans le cas présent, pour un usage déterminé, c'est-à-dire son stockage. La mesure impose, d'autant plus, la restitution ultérieure au réseau de cette énergie, bien qu'il faille observer que l'usage final de cette électricité n'est pas déterminé. Le non-respect de cette considération tarifaire a pourtant justifié la suppression d'un article, au projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, tendant à créer un tarif d'utilisation du réseau public de transport spécifique au stockage d'électricité⁷⁶⁸. Le Gouvernement, qui a justifié la suppression de ce tarif sur un fondement discutable⁷⁶⁹, a pourtant inscrit, dans le champ d'application de la réduction accordée aux sites électro-intensifs, les sites de stockage d'électricité⁷⁷⁰. Il peut donc être considéré en définitive que la réduction du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité accordée aux installations de stockage d'électricité n'est autre qu'un tarif à l'usage, spécifiquement applicable au stockage d'électricité.

B. Les installations d'autoconsommation

411. L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité⁷⁷¹ a confié à la CRE l'établissement d'une tarification du réseau adaptée aux opérations d'autoconsommation pour tenir compte des réductions de coûts de réseau procurées par ces opérations, lorsque la puissance installée de l'installation de production qui les alimente est inférieure à 100 kW⁷⁷².

412. À la différence de ce qui a été fait pour les consommateurs électro-intensifs, le législateur n'est pas intervenu pour préciser les conditions d'assujettissement dérogatoires accordées aux autoconsommateurs aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité. Le législateur a laissé à la CRE le soin de déterminer le tarif adéquat pour ces opérations et les modalités afférentes. Les dispositions de l'article L. 315-3 du code de l'énergie prévoient ainsi que : « *La Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité spécifiques pour les consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation définies aux articles L. 315-1 et L. 315-2,*

⁷⁶⁸ V., en ce sens, article 42 bis A.

⁷⁶⁹ V., en ce sens, Amendement n° 919, article 42 bis A, Projet de loi Transition énergétique (1^{ère} lecture), Sénat, 10 février 2015. Le Gouvernement a supprimé l'article 42 bis A en raison du principe de péréquation tarifaire, lequel vise pourtant à aboutir à une tarification identique sur l'ensemble du territoire (campagne *versus* ville). Dans son ouvrage Droit de l'énergie, Pierre Sablière précise qu'une péréquation tarifaire vise à ce que « *les tarifs s'appliquent à l'ensemble des gestionnaires de réseaux, ce qui entraîne une péréquation géographique des tarifs conforme au principe d'égalité prévu à l'article L. 121-1 du Code de l'énergie* » (SABLIÈRE (P.), Droit de l'énergie 2014/2015, Dalloz, *op. cit.*, point 836, p. 2382).

⁷⁷⁰ V., en ce sens, Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, Compte rendu intégral des débats, Première lecture, Séance du 18 février 2015, article 42 bis A.

⁷⁷¹ V., en ce sens, Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, article 119, I, 3°.

⁷⁷² V., en ce sens, C. énergie, article L. 315-3.

*afin que ces consommateurs ne soient pas soumis à des frais d'accès aux réseaux qui ne reflètent pas les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux.*⁷⁷³ ».

413. Par une délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5⁷⁷⁴, la CRE a introduit, en ce sens, un tarif *ad hoc* aux opérations d'autoconsommation. Ce tarif s'appuie notamment sur un signal horosaisonnier renforcé, lequel opère une différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur le réseau⁷⁷⁵, variant selon les saisons et les jours de la semaine⁷⁷⁶. Le but est de favoriser le synchronisme entre la production et la consommation d'électricité, notamment pour « *diminuer les besoins d'investissement sur les réseaux*⁷⁷⁷ ». Par la suite, la CRE a, par une délibération du 7 juin 2018⁷⁷⁸, modifié sa délibération du 17 novembre 2016, pour introduire une nouvelle formule tarifaire optionnelle pour les utilisateurs du réseau participant à une opération d'autoconsommation collective⁷⁷⁹.

414. Cette tarification, parfois qualifiée de « micro-TURPE », reste plus favorable que la tarification de droit commun. Lorsqu'il a introduit cette mesure, le Gouvernement a eu pour intention de faire bénéficier les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation des avantages qu'ils apportent au réseau. Dans son rapport au Président de la République, le Gouvernement précise que « *le fait pour un consommateur de participer à une opération d'autoconsommation individuelle ou collective modifie son profil de consommation et peut engendrer des réductions de coûts de réseau, dans la mesure où les injections et les soutirages s'effectuent au même niveau de tension*⁷⁸⁰ ».

⁷⁷³ C. énergie, article L. 315-3.

⁷⁷⁴ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 21 novembre 2016.

⁷⁷⁵ Les heures de moindre pointe correspondent aux heures creuses.

⁷⁷⁶ Pour éviter que les autoconsommateurs paient une double composante de gestion, à la fois en tant que consommateur et producteur, une composante de gestion spécifique a été introduite.

⁷⁷⁷ Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 21 novembre 2016, p. 41.

⁷⁷⁸ Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, N° 2018-115, 18 juin 2018.

⁷⁷⁹ La délibération du 7 juin 2018 prévoit que ces derniers peuvent opter pour une formule tarifaire spéciale au sein de la composante de soutirage, au domaine de tension BT, laquelle sert à couvrir les coûts d'acheminement de l'électricité jusqu'au client final. Cette option distingue les soutirages « autoproduits », correspondant à l'électricité autoproduite, dont le tarif est fixé à un niveau inférieur à celui de l'option tarifaire standard, et les soutirages « alloproduits », correspondant au complément d'approvisionnement assuré par un fournisseur d'électricité, dont le tarif est fixé à un niveau supérieur à celui de l'option tarifaire standard (V., en ce sens, CE, 28 septembre 2020, N° 425378, *Enerplan*). Par ailleurs, cette même délibération a fixé une composante annuelle de gestion spécifique pour ces utilisateurs.

⁷⁸⁰ Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité (*JORF*, n°0174 du 28 juillet 2016).

415. Là aussi, il faut ajouter que cette tarification adaptée n'est autre qu'une tarification à l'usage. L'électricité est effectivement consommée par un client final, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation. Pour preuve, dans les travaux préparatoires de la loi ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, les parlementaires et le Gouvernement ont, à plusieurs reprises, déclaré que ce tarif était une « *tarification d'usage*⁷⁸¹ ».

§2. – L'opportunité de réévaluer les principes tarifaires

416. Les nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité qui s'appliquent aux redevances de réseaux, introduites par le règlement 2019/943, ont institué un nouveau principe, qui prévoit que : « *Les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie*⁷⁸² ». Si ce principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité ne constitue pas une nouveauté en droit européen, dans la mesure où l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité⁷⁸³ prévoit que les redevances de réseaux sont appliquées de manière non discriminatoire, il devient un principe tarifaire à part entière, au même titre que le principe de transparence ou encore de « timbre-poste ».

417. Dans un document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité publié en septembre 2019, la CRE s'appuie notamment sur les principes de réflexivité des coûts et de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité pour exclure une exonération partielle ou totale du TURPE, mais aussi la création d'un tarif *sui generis* au stockage d'électricité⁷⁸⁴.

⁷⁸¹ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi, après engagement de la procédure accélérée, 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 (n° 4122), Assemblée nationale, 9 novembre 2016, n° 4192, p. 17 ; Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, 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, Sénat, 11 janvier 2017, n° 285, p. 17 ; Compte rendu intégral, Séance du mardi 24 janvier 2017, *JORF*, Sénat, p. 758 et p. 767.

⁷⁸² Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 18, paragraphe 1.

⁷⁸³ *JOUE*, n° L 211 du 14 août 2009, p. 15–35.

⁷⁸⁴ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.1., p. 21.

418. La lecture restrictive que fait la CRE de ces dispositions mérite toutefois que l'on approfondisse l'application de ces principes tarifaires. Tout d'abord, l'on doit observer que le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité n'interdit pas la création d'un tarif *sui generis* au stockage d'électricité (A). Puis, partant du constat que les règles du marché intérieur de l'électricité ne sont pas aussi inflexibles que ne le laisse croire la CRE, l'on doit constater que ces règles imposent, lorsque les redevances sont fixées par l'autorité de régulation, un équilibre entre les principes tarifaires (B). Enfin, à pu ressortir de l'analyse des règles du marché intérieur de l'électricité plusieurs interrogations, lesquelles peuvent témoigner que le principe tarifaire de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité est, selon toute apparence, discriminatoire. La démonstration consistera, à ce propos, à réinterroger le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité (C).

A. La possibilité de créer un tarif *sui generis* au stockage d'électricité

419. L'idée d'une tarification spécifique au stockage d'électricité ne serait pas envisageable selon la CRE. Le régulateur considère que cette mesure « *n'est ni réalisable techniquement ni permise par le cadre légal*⁷⁸⁵ », renvoyant aux dispositions des articles L. 341-1 et suivants du code de l'énergie et à l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, lequel introduit le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité.

420. Dans le cadre des nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité, le législateur de l'Union a introduit le principe de non-discrimination positive et négative à l'égard du stockage d'électricité. L'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, prévoit ainsi que « *les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie* ». Concrètement, les redevances de réseaux ne doivent pas comporter de discrimination envers les opérateurs de stockage eux-mêmes (discrimination négative à l'égard du stockage) et les autres utilisateurs du réseau qui soutirent et injectent de l'électricité (discrimination positive à l'égard du stockage). Une différence de traitement non pertinente entre les opérateurs de stockage d'électricité et une autre catégorie d'utilisateurs serait par conséquent contraire au principe de non-discrimination. À défaut de précisions éclairantes dans les travaux préparatoires, l'opportunité de ce principe semble s'expliquer par le fait que les opérateurs de stockage ont été – et le sont encore – confrontés, dans la majorité des États membres, à des tarifs de réseaux disproportionnés, qui ne prennent pas suffisamment en compte les avantages produits par le stockage en termes de stabilisation du réseau⁷⁸⁶.

⁷⁸⁵ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, *op. cit.*, p. 21.

⁷⁸⁶ V., en ce sens, “The Way Forward for Energy Storage Grid Fees”, *General Overview and Best Practices Across Member States*, EASE, July 2022, 12 p., p. 2.

421. Ces précisions apportées, il faut observer que les dispositions de l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, n'excluent pas l'établissement de redevances de réseaux *sui generis* au stockage d'électricité. Le libellé de cet article est, à cet égard, suffisamment intelligible, puisqu'il prévoit que « *les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie*⁷⁸⁷ ». Ces dispositions indiquent seulement que l'autorité de régulation, qui est chargée d'établir les redevances de réseaux, veille à ce que ces redevances ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage, par rapport aux autres utilisateurs du réseau. Par conséquent, le fait de considérer que ces dispositions excluent l'introduction d'une tarification spécifique au stockage d'électricité n'est pas conforme à l'esprit du règlement 2019/943.

422. Au demeurant, la CRE considère qu'une tarification en fonction de l'usage pourrait être discriminatoire « *puisque non fondée sur les coûts effectivement générés*⁷⁸⁸ ». Certes, les dispositions de l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, indiquent que les redevances de réseaux doivent refléter les coûts générés par chaque utilisateur du réseau, en application du principe de réfectivité des coûts. Pour autant, ce principe n'interdit pas l'introduction de redevances qui auraient pour dessein de garantir une plus juste approximation des coûts générés par certains utilisateurs du réseau.

B. Des règles imposant un équilibre entre les principes tarifaires

423. La CRE considère qu'une exonération partielle ou totale du TURPE n'est pas envisageable, ni même la création d'une tarification spécifique, en raison notamment des principes de réfectivité des coûts et de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité⁷⁸⁹.

424. Si l'on suit le raisonnement de la CRE, les dispositions de l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, imposeraient aux opérateurs de stockage d'électricité de s'acquitter des redevances de droit commun, c'est-à-dire celles qui s'appliquent aux consommateurs et aux producteurs d'électricité. Cette lecture impliquerait donc de répercuter *in extenso* les coûts générés par ces utilisateurs, sans prendre en compte le moindre bénéfice qu'ils procurent au réseau du fait de leur profil atypique.

425. Deux critiques peuvent être formulées. À titre principal, la CRE fait l'économie de rechercher un juste équilibre entre les principes tarifaires. Pourtant, lorsqu'elle fixe et

⁷⁸⁷ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 18, paragraphe 1.

⁷⁸⁸ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.1, p. 21.

⁷⁸⁹ *Ibid.*, point 3.1., pp. 20-22.

approuve les tarifs de transport et de distribution et leurs méthodes de calcul⁷⁹⁰, l'autorité de régulation doit prendre en compte, dans le cadre de sa mission, le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité, mais aussi d'autres principes directeurs parmi lesquels on retrouve le principe de transparence, de non-discrimination ou encore le principe dit « timbre-poste »⁷⁹¹. Selon nous, les règles relatives au marché intérieur de l'électricité impliqueraient, de la part de l'autorité de régulation, le respect d'un équilibre entre les différents principes tarifaires. Par conséquent, des tarifs de réseaux *sui generis* au stockage d'électricité pourraient être établis, pour autant qu'ils garantissent à différents degrés les principes tarifaires prévus par l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943. À titre subsidiaire, lorsqu'elle fixe et approuve les redevances de réseaux, l'autorité de régulation doit aussi tenir « *compte de la nécessité de garantir la sécurité et la flexibilité des réseaux*⁷⁹² ». Rappelons à cet égard que le stockage d'électricité fournit des services de flexibilité (optimisation de la production et de la consommation d'électricité) et, au surplus, garantit la sécurité du système électrique⁷⁹³.

426. Face aux difficultés d'interprétation et au regard des enjeux que cette lecture représente pour les opérateurs de stockage d'électricité, la CRE pourrait envisager de clarifier sa position sur la prise en compte du stockage dans la tarification des réseaux, ainsi que sur l'équilibre entre les différents principes tarifaires. Enfin, il apparaît également pertinent que la Commission européenne procède à l'interprétation des dispositions de l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, qui intègrent nouvellement en droit le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité, au regard du principe de réactivité des coûts, inscrit au même article.

C. Réinterroger le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité

427. Le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité est, en lui-même, discriminatoire. Avant d'étudier les raisons de ce constat, il faut rappeler que le libellé de l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943, prévoit que : « *Les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie ou de l'agrégation de l'énergie et ne découragent pas l'autoproduction, l'autoconsommation ou la participation active de la demande. Sans préjudice du paragraphe 3 du présent article, ces redevances ne sont pas fonction de la distance.* ».

⁷⁹⁰ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 59, paragraphe 1.

⁷⁹¹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 18, paragraphe 1.

⁷⁹² *Ibid.*

⁷⁹³ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 189.

428. Il est manifeste à la lecture de ces dispositions que le législateur européen a décidé de traiter le stockage d'électricité différemment de l'autoconsommation et de la participation active de la demande. En effet, force est de constater que ces dispositions prévoient que les redevances d'accès « *ne découragent pas l'autoproduction, l'autoconsommation ou la participation active de la demande*⁷⁹⁴ ». Or, du point de vue du réseau, une opération d'autoconsommation ne s'éloigne pas d'une opération de stockage d'électricité. Au même titre qu'un dispositif de stockage, une installation d'autoconsommation soutire et injecte de l'électricité sur le réseau public. Évidemment, il faut considérer que l'autoconsommation a pour finalité le développement de la production d'électricité, dès lors qu'il s'agit d'une production d'électricité « nouvelle » qui est injectée dans le réseau. Cette différence est notable et semble motiver une telle différence de traitement avec le stockage d'électricité. Faut-il rappeler qu'une installation de stockage d'électricité ne produit pas d'électricité « nouvelle » comme les installations de production d'électricité, mais réinjecte sur le réseau une électricité produite précédemment. Mais, si l'autoconsommation participe au développement de la production renouvelable, le stockage d'électricité garantit son intégration au système électrique. Cet intérêt est sans doute essentiel⁷⁹⁵ pour parvenir aux objectifs de développement des énergies renouvelables que s'est fixée l'Union européenne pour atteindre la neutralité carbone en 2050⁷⁹⁶.

429. À cette première critique, liée à la différence de traitement excessive entre l'autoconsommation et le stockage d'électricité, s'ajoute de nouveau une différence de traitement entre la participation active de la demande et le stockage d'électricité. Si l'approche est d'encourager la mise en place de tarifs de réseaux incitant les activités favorables au système électrique, tel que la participation active de la demande, il conviendrait, à tout le moins, que la législation ne vienne pas créer de discrimination à l'égard des autres activités qui permettent de répondre à l'objectif recherché. Les travaux préparatoires du règlement 2019/943, bien que fort peu développés sur ce point, révèlent que la réponse à la demande est perçue comme un moyen de flexibilité permettant de réduire la consommation d'électricité, ce qui conduit à mieux refléter le prix de l'énergie, l'offre et la demande d'électricité réelle et d'intégrer davantage les énergies renouvelables aux réseaux⁷⁹⁷. Mais pour autant, ne pourrait-on pas considérer que le

⁷⁹⁴ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 18, paragraphe 1.

⁷⁹⁵ Selon la Commission européenne, la production d'électricité renouvelable ne peut atteindre « *son plein potentiel* » sans le déploiement du stockage d'électricité. V., Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 2 (traduit par l'auteur).

⁷⁹⁶ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 189.

⁷⁹⁷ V., en ce sens, Impact assessment, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast), Proposal

stockage permet, lui aussi, de répondre, en partie, à ces objectifs ? C'est en tout cas ce que considère le Parlement européen, qui observe que le stockage d'électricité « *présente de nombreux avantages, notamment en permettant une réponse du côté de la demande, aidant à équilibrer le réseau et en fournissant un moyen de stocker l'excès de production d'énergie renouvelable.*⁷⁹⁸ ».

430. À la lumière des éléments précités, et en l'absence d'arguments dans l'étude d'impact et les documents préparatoires que l'on a eus à notre connaissance, ce socle normatif appelle à être réinterrogé. Cette perspective est justifiée non seulement par la relative discrimination de ce principe, mais aussi par l'idée que le stockage d'électricité revêt une place dorénavant essentielle dans la transition énergétique. Encore récemment, le Gouvernement soulignait, dans l'étude d'impact du projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables, que « *le développement des énergies renouvelables s'accompagne également de la nécessité d'avoir plus de flexibilités à moyen terme pour le pilotage du mix électrique, avec notamment une forte croissance des besoins de stockage d'électricité.*⁷⁹⁹ ». Les tarifs de réseaux devraient ainsi reconnaître les externalités positives du stockage d'électricité, au moyen d'une tarification adaptée. Eu égard au motif qui la fonde, la levée de ce principe nécessite fatalement une modification du règlement 2019/943. Dans une telle hypothèse, il convient de considérer que la suppression de ce principe n'aura pas pour conséquence, nous semble-t-il, la création de redevances de réseaux qui seraient calculées selon une méthode discriminatoire par rapport aux autres utilisateurs de réseaux, dans la mesure où l'autorité de régulation est tenue au respect du principe de réfectivité des coûts.

for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector, European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 410 final, p. 104. *Messages from the Presidency on electricity market design and regional cooperation - Presentation by the Presidency*, Council of the European Union, 8400/16, 12 May 2016, 6 p., §8.

⁷⁹⁸ *Report on Towards a New Energy Market Design*, European Parliament, ITRE, 2015/2322(INI), 21 June 2016, §28 (traduction par l'auteur).

⁷⁹⁹ *Étude d'impact du projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables*, 23 septembre 2022 (NOR : ENER2223572L/Bleue-1), p. 22.

SECTION 2. – DES PISTES D’ADAPTATION

431. Ces dernières années, plusieurs États membres de l’Union européenne ont mis en œuvre des tarifs de réseaux adaptés au profil des installations de stockage d’électricité⁸⁰⁰. L’Allemagne a ainsi mis en place un régime spécifique qui permet aux installations de stockage d’électricité des tarifs de réseaux de transport et de distribution d’être exonérées pendant vingt ans au titre de la composante de soutirage⁸⁰¹. Plus radicalement, la Finlande a choisi de supprimer les redevances de réseaux applicables aux réseaux de distribution aux installations de stockage d’électricité⁸⁰². L’Italie, la Lituanie, la Lettonie, la Pologne et la Slovénie ont, de leur côté, décidé de supprimer les redevances de réseaux applicables au réseau de transport⁸⁰³.

432. Dans une logique prospective, il convient d’examiner les évolutions qui pourraient être envisagées pour adapter la tarification des réseaux au stockage d’électricité. Il existe de multiples façons d’adapter la tarification des réseaux aux spécificités du stockage⁸⁰⁴, mais l’on se concentrera spécifiquement sur deux mesures qui semblent avoir des incidences décisives. Si certaines mesures peuvent être intéressantes à tout point de vue et notamment pour développer le stockage d’électricité, comme la mise en place d’un signal géographique⁸⁰⁵, celles-ci peuvent être très complexes et remettre en question la structure globale des TURPE.

⁸⁰⁰ V., en ce sens, « The Way Forward for Energy Storage Grid Fees », *General Overview and Best Practices Across Member States*, EASE, July 2022, *op. cit.*, p. 6.

⁸⁰¹ V., en ce sens, §118, *Energiewirtschaftsgesetz 2005* (consultée après la modification de l’article le 8 octobre 2022). V., aussi §611, *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021*.

⁸⁰² V., en ce sens, « The Way Forward for Energy Storage Grid Fees », *General Overview and Best Practices Across Member States*, EASE, July 2022, *op. cit.*, p. 6.

⁸⁰³ V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 4.4.2.2, p. 138.

⁸⁰⁴ Notamment : renforcement de l’horosaisonnalité (V., en ce sens, BEEKER (E.), *Les réseaux de distribution d’électricité dans la transition énergétique*, France Stratégie, 2019, *op. cit.*, p. 50 ; *Study on energy storage: contribution to the security of the electricity supply in Europe*, European Commission, *op. cit.*, p. 12 and pp. 122-123 ; ROQUES (F.), « Le stockage de l’électricité – Enjeux et perspectives », *Conférence de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l’Université Paris Dauphine*, 30 mai 2018, 4 p., 3 p. ; DISTLER (P.), LAVERGNE (R.), « Tarifs de réseaux d’électricité et de gaz », *Synthèse et recommandations du thème de l’année 2019 de la Section RR du CGE*, Février 2020, CGE, 63 p., pp. 41-45 ; « Note de position sur le smart charging et le V2X », AVERE, Intervention, ATEE, Colloque, Club Stockage, Novembre 2020, 13 p., p. 9) et tarification géographiquement différenciée (V., en ce sens, BEEKER (E.), *Les réseaux de distribution d’électricité dans la transition énergétique*, France Stratégie, 2019, *op. cit.*, p. 74. *Study on energy storage: contribution to the security of the electricity supply in Europe*, European Commission, *op. cit.*, pp. 100-101 and pp. 122-123. *Plan de programmation des ressources minérales de la transition bas carbone*, MTE, Décembre 2020, 164 p., p. 47. ROQUES (F.), « Le stockage de l’électricité – Enjeux et perspectives », *op. cit.*, p. 3, 30 mai 2018. DISTLER (P.) et LAVERGNE (R.), « Tarifs de réseaux d’électricité et de gaz », *Synthèse et recommandations du thème de l’année 2019 de la Section RR du CGE*, *op. cit.*, pp. 42-43).

⁸⁰⁵ V., en ce sens, *Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system*, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.2.1., p. 27.

433. Les parties prenantes reprochent fréquemment de s'acquitter de redevances excessives auprès des gestionnaires de réseaux publics. Dans ce contexte, un rapport du Sénat en date du 6 juillet 2022 portant sur la souveraineté économique de la France invite à réduire la charge des redevances de réseaux pour « *mieux prendre en compte les différentes technologies de stockage [d'électricité].*⁸⁰⁶ »

434. Bien que cette mesure soit dépendante d'une analyse technico-économique, nous suggérons de privilégier, dans un premier temps, l'adaptation des redevances de réseaux au stockage d'électricité en procédant à leur juste réduction (§1). En parallèle de cette mesure, qui nécessite l'intervention du législateur, la CRE pourrait faire évoluer certaines composantes tarifaires pour favoriser le développement du stockage d'électricité (§2). Si le rééquilibrage des parts « puissance » et « énergie » de la composante « soutirage » pour les opérations d'autoconsommation nous semble être une suggestion intéressante pour développer le stockage d'électricité diffus, la mise en place d'un tarif à l'injection doit faire l'objet d'une attention particulière.

⁸⁰⁶ PRIMAS (S.), GACQUERRE (A.), MONTAUGE (F.), « Rapport d'information fait au nom de la commission des affaires économiques sur la souveraineté économique de la France », Sénat, n°755, 6 juillet 2022, *op. cit.*, p. 134.

§1. – Un abattement sur les tarifs

435. À l’occasion de la consultation publique de la CRE sur le stockage d’électricité organisée en 2019, plusieurs parties prenantes ont suggéré de réduire partiellement ou totalement les TURPE applicables aux installations de stockage. Si les décideurs politiques y portent un intérêt, en vue de réduire la charge tarifaire assumée par les opérateurs économiques, il apparaît nécessaire de distinguer la mesure selon qu’il s’agit des tarifs de réseaux de transport ou de distribution d’électricité. Pour les premiers, le rehaussement du taux plafond, appliqué aux installations de stockage, au titre de la réduction du tarif d’utilisation du réseau public de transport d’électricité, prévue à l’article L. 341-4-2 du code de l’énergie, reste envisageable, mais nécessite de disposer d’une évaluation des autorités publiques, afin de garantir l’effectivité du principe de réfectivité des coûts (A). Pour les derniers, la réduction des redevances de réseau reste à ce jour une solution incertaine, notamment en raison d’un défaut de base légale (B).

A. Une réduction du tarif d’utilisation des réseaux publics de transport d’électricité : l’intérêt de disposer d’une évaluation des autorités publiques

436. L’exonération partielle ou totale du paiement du TURPE en raison des « spécificités⁸⁰⁷ » caractérisant le stockage d’électricité figure parmi les revendications des parties prenantes. En 2015, lors des travaux préparatoires du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, un amendement d’un parlementaire a, à ce titre, suggéré d’augmenter le plafond de la réduction de 50% à 90% pour « favoriser le stockage de l’électricité⁸⁰⁸ ». Cette proposition est loin d’être irréaliste, bien que l’abattement de 50% fût considéré, à la date des travaux parlementaires, comme « adapté⁸⁰⁹ ». En effet, d’autres États membres appliquent des exonérations plus importantes⁸¹⁰, à l’image de l’Allemagne, qui exonère intégralement les opérateurs de stockage du paiement de la composante tarifaire liée au soutirage⁸¹¹. Afin de réduire la charge financière assumée par les opérateurs de stockage d’électricité, le rehaussement du taux plafond, appliqué aux installations de stockage d’électricité, au titre de la réduction du tarif d’utilisation du réseau public de transport d’électricité, fixé à 50% et inchangé depuis 2015, peut se poser.

⁸⁰⁷ « Le stockage d’électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, *op. cit.*, pt. 3.1., p. 20.

⁸⁰⁸ Rapport fait au nom de la Commission spéciale pour l’examen du projet de loi, après l’engagement de la procédure accélérée, modifiée par le Sénat en première lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (n° 2611), Assemblée nationale, 16 avril 2015, n° 2736, p. 477.

⁸⁰⁹ *Ibid.*

⁸¹⁰ V., en ce sens, « The Way Forward for Energy Storage Grid Fees », *General Overview and Best Practices Across Member States*, EASE, July 2022, p. 6.

⁸¹¹ V., en ce sens, §118, *Energiewirtschaftsgesetz 2005* (consultée après la modification de l’article, le 8 octobre 2022). V., aussi §611, *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021*.

437. Le cas échéant, la mesure requiert du législateur de veiller au respect du principe de réfectivité des coûts. En effet, il faut rappeler que la réduction introduite par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a été adoptée en vue d'améliorer l'approximation des coûts générés par les sites fortement consommateurs d'électricité. Une meilleure approximation des coûts générés par ces utilisateurs du réseau pour le système électrique a été la raison principale qui a motivé le législateur à inscrire cette mesure dans la loi. L'étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte reconnaît, à ce titre, que ces utilisateurs du réseau « *apportent des avantages au système électrique*⁸¹² » et « *génèrent [...] moins de coûts d'équilibrage du système qu'un usager moyen*⁸¹³ ». Pour garantir l'effectivité de ce principe, il pourrait alors être envisagé d'établir une étude d'impact du possible rehaussement du taux plafond pour les sites de stockage d'électricité. Cette étude pourrait ainsi évaluer l'intérêt et la faisabilité de la mesure sur le plan économique, mais aussi de son élargissement à de nouveaux sites de stockage d'électricité. Elle pourrait ainsi être menée par le Ministère chargé de la transition énergétique, en lien avec le Ministère chargé de l'Économie, en collaboration avec la CRE et RTE. Si cette proposition n'est aucunement obligatoire⁸¹⁴, elle a le mérite d'évaluer, de manière neutre et objective, la mesure envisagée au regard du principe de réfectivité des coûts. Les autorités françaises pourraient demander une étude à un organisme tiers indépendant pour compléter ou valider l'étude d'impact, notamment pour garantir son objectivité.

438. Se pose enfin la question de l'exonération totale du TURPE ou de la composante de soutirage, soulevée par certaines parties prenantes⁸¹⁵. Il faut, tout de suite, préciser que cette mesure doit être exclut des évolutions envisagées pour adapter les redevances de réseaux au stockage d'électricité. Cette mesure serait manifestement incompatible avec le principe de réfectivité des coûts, comme prévu à l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943 et à l'article L. 341-2 du code de l'énergie. La Commission européenne considère, à ce titre, qu'une exonération complète de redevances de réseaux accordée à des consommateurs est conforme aux principes de réfectivité des coûts, de proportionnalité et de non-discrimination, si et seulement si il est démontré que ces consommateurs « *ne génèrent aucun coût de réseau*⁸¹⁶ ». En l'occurrence, les pouvoirs publics devront attester que les installations de stockage d'électricité concernées ne génèrent aucun coût pour le gestionnaire de réseau, ce qui semble être hautement improbable.

⁸¹² Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Étude d'impact, Assemblée nationale, 29 juillet 2014, pp. 204-205.

⁸¹³ *Ibid.*

⁸¹⁴ V., en ce sens, sur le défaut d'étude d'impact du TURPE adapté à l'autoconsommation : Délibération de la CRE du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation, et projet de modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 15 mai 2018, point 3.1., p. 5.

⁸¹⁵ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.1., p. 20.

⁸¹⁶ Trib., 6 octobre 2021, T-238/19, *République fédérale d'Allemagne c/ Commission européenne*, point 126.

B. Une réduction du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité : une solution envisageable mais incertaine à court et moyen termes

439. En France, les installations de stockage d'électricité, comme tous les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité qui injectent de l'électricité sur ces réseaux s'acquittent d'une composante liée à l'injection au titre des redevances de réseau, qui est nulle. Par conséquent, afin de réduire la charge tarifaire, seule la réduction de la composante liée au soutirage au titre des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution peut être envisagée. À ce jour, nous ne disposons pas de moyens pour porter un jugement sur l'intérêt de réduire la composante liée au soutirage du TURPE HTB-BT, qui peut s'avérer pénalisante pour le stockage d'électricité⁸¹⁷. Par conséquent, nous ne pouvons que nous en remettre au savoir-faire de la CRE sur ce point. Il est toutefois intéressant de noter que cette idée a été soulevée lors de l'atelier de préparation de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie sur le thème du stockage d'électricité⁸¹⁸.

440. En tout état de cause, la réduction des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité au titre de la composante liée au soutirage suppose l'adoption d'une disposition législative *ad hoc*. Une telle mesure devra faire l'objet d'une réflexion approfondie, afin d'éviter toute rupture d'égalité avec les autres utilisateurs du réseau, en application du principe de réfectivité des coûts.

§2. – L'évolution des composantes tarifaires

441. La transition énergétique engagée depuis une vingtaine d'années suscite de nouvelles contraintes sur les infrastructures de transport et de distribution d'électricité. L'essor rapide de la production d'électricité renouvelable à partir d'énergie solaire et éolienne ainsi que le développement des nouveaux usages induit potentiellement des évolutions significatives à moyen terme dans le financement des réseaux.

442. Parmi ces évolutions, l'une d'entre elles fait l'objet d'un certain consensus et consiste, dans le cadre de l'autoconsommation, au rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance pour garantir le principe de réfectivité des coûts (A). Si le réseau public joue un rôle assurantiel et de complément pour les autoconsommateurs, ces derniers échappent pour partie au financement des coûts qu'ils génèrent. L'évolution de la structure tarifaire comme envisagée aurait donc

⁸¹⁷ RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, p. 197.

⁸¹⁸ Contribution du SER, Atelier Programmation pluriannuelle de l'énergie, Volet « Stockage d'électricité », DGEC, 30 novembre 2021.

l'intérêt d'assurer une meilleure réfectivité des coûts générés, et par la même occasion, d'inciter les autoconsommateurs à s'équiper d'un dispositif de stockage d'électricité.

443. Une seconde évolution, envisagée par la CRE cette fois-ci, tient au recouvrement des coûts directement attribuables aux producteurs et aux opérateurs de stockage d'électricité. L'idée d'une tarification à l'injection est d'ailleurs affichée comme une mesure incitant au développement du stockage d'électricité. Mais, dans les faits, un tarif à l'injection trop important pourrait augmenter les charges tarifaires pour les opérateurs de stockage, avec l'apparition de charges excessives. Il convient donc, à ce titre, d'évaluer les conséquences d'un potentiel renforcement de la tarification à l'injection sur le stockage d'électricité (**B**).

A. Le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance : une opportunité pour garantir le principe de réfectivité des coûts

444. Afin de mieux refléter les coûts effectivement engagés par les gestionnaires de réseaux, la CRE calcule traditionnellement les TURPE selon une méthode intégrant plusieurs composantes : la composante de gestion, de comptage, d'injection, de soutirage, etc. Pour mémoire, la composante liée au soutirage des tarifs applicables aux consommateurs d'électricité comprend deux parts distinctes : une part variable, fonction de l'énergie soutirée ($\approx 70\%$) et une part fixe, en fonction de la puissance souscrite ($\approx 30\%$). Cette structure tarifaire n'incite pas les autoconsommateurs à synchroniser la production avec leur consommation pour réduire les soutirages du réseau pendant les heures dimensionnantes du réseau, qui ont généralement lieu en fin de journée lorsque les installations photovoltaïques ne produisent quasiment plus. Or, comme le relève le sénateur Ladislas Poniatowski, « *pour avoir un effet bénéfique sur le dimensionnement – et partant, sur le coût – des réseaux, qui doivent couvrir l'ensemble des soutirages à la pointe, il est essentiel que la production et la consommation des autoconsommateurs soient relativement synchrones, voire que leurs soutirages soient asynchrones des pointes nationale ou locale, sans quoi l'autoconsommation pourrait augmenter la demande à la pointe, et donc les coûts de réseau, à rebours de l'objectif visé.*⁸¹⁹ ».

445. Pour remédier à cette situation, la CRE a renforcé le signal horosaisonnier du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité en introduisant, à l'issue du TURPE 5, une option tarifaire à quatre plages temporelles pour les consommateurs raccordés

⁸¹⁹ Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, 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, Sénat, 11 janvier 2017, n° 285, p. 27.

au domaine de tension BT \leq 36 kVA⁸²⁰. Cette option tarifaire renforce ainsi la différence entre le tarif en heures de pointe et celui de moindre pointe. La CRE considère que ce signal tarifaire est bénéfique pour développer « *l'autoconsommation associée au stockage d'électricité*⁸²¹ ».

446. Une autre solution, régulièrement exposée dans la littérature⁸²², consisterait à modifier la structure tarifaire de la composante de soutirage des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, par le rééquilibrage des parts fixe et variable. Concrètement, il s'agirait de rehausser la part fixe, laquelle dépend de la puissance souscrite⁸²³. Ce rééquilibrage aurait pour effet d'inciter les autoconsommateurs à diminuer la puissance souscrite et donc à mieux synchroniser leur consommation avec la production d'électricité, notamment pendant les heures dimensionnantes du réseau. Rappelons que le taux d'autoconsommation, qui permet d'apprécier le synchronisme entre production et consommation⁸²⁴, varie entre 10 et 50% dans le secteur résidentiel⁸²⁵. Dans une étude de France Stratégie, portant sur les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, Etienne Beeker considère que cette tarification constituerait « *une incitation à développer le stockage*⁸²⁶ ».

447. D'un point de vue juridique, le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance est envisageable. En effet, les États membres sont libres d'adapter la structure tarifaire des redevances de réseaux, tant que les conditions posées par l'article 18 du règlement 2019/943 sont respectées. Si les règles du marché intérieur de l'électricité prévoient que les redevances d'accès au réseau ne doivent pas décourager l'autoconsommation, le fait d'adapter la structure tarifaire pour

⁸²⁰ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 21 novembre 2016, p. 93.

⁸²¹ *Ibid.*, p. 3.

⁸²² V., en ce sens, DISTLER (P.) et LAVERGNE (R.), « Tarifs de réseaux d'électricité et de gaz », Synthèse et recommandations du thèse de l'année 2019 de la Section RR du CGE, CGE, Rapport n° 2019/03/CGE/RR, Février 2020, 63 p., pt. 3.2.4., pp. 31-32 ; GAYMARD (H.), VALTER (C.), Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur les tarifs de l'électricité, Assemblée nationale, *op. cit.*, p. 61 ; Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale en nouvelle lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, 17 juin 2015, n° 529, pp. 150-151.

⁸²³ Les coûts fixes représentent une part importante des coûts de réseau. V., en ce sens, DISTLER (P.) et LAVERGNE (R.), « Tarifs de réseaux d'électricité et de gaz », CGE, *op. cit.*, point 3.2.4, p. 31.

⁸²⁴ Le taux d'autoconsommation « *représente la part de production autoconsommée et qui est égal au rapport entre la production autoconsommée et la production totale du site.* » (« Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation », *Éléments de réflexion*, CRE, 31 juillet 2018, 19 p., p. 5).

⁸²⁵ V., en ce sens, YU (H. J. J.), *Public policies for the development of solar photovoltaic energy and the impacts on dynamics of technology systems and markets*, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2016, TEL archives ouvertes (01370299), 331 p., p. 250 ; *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, DGEC, Décembre 2014, 194 p., p. 44 ; *L'autoconsommation d'électricité d'origine photovoltaïque*, ADEME, Avis, Février 2018, 10 p., p. 4.

⁸²⁶ BEEKER (E.), *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique*, France Stratégie, 2019, *op. cit.*, p. 71.

encourager un comportement vertueux pour la collectivité ne semble pas être incompatible avec ce principe. D'autant plus si l'évolution de la structure tarifaire souhaitée vise à garantir l'effectivité du principe de réfectivité des coûts, comme prévu à l'article 18, paragraphe 1, du règlement 2019/943. De même, la loi n'impose pas de prescriptions particulières dans l'élaboration des méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance implique, en effet, une évolution de la méthode utilisée pour établir les tarifs. En vertu des dispositions de l'article 59, paragraphe 1, point a), de la directive 2019/944 et des articles L. 341-2 à L. 341-4 du code de l'énergie, la CRE est compétente pour fixer les méthodes utilisées dans l'établissement des TURPE.

448. D'un point de vue politique, il y a en revanche une très forte réticence sur le rééquilibrage des parts fixe et variable de la composante de soutirage des tarifs de réseaux. À titre liminaire, il faut rappeler que les dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie disposent que : « *La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité 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.*⁸²⁷ ». Ces dispositions transposent très clairement l'article L. 100-2 du code de l'énergie, lequel prévoit que pour atteindre les objectifs définis à l'article L. 100-1 du même code, l'État doit veiller en particulier à « *maîtriser la demande d'énergie et favoriser l'efficacité et la sobriété énergétiques*⁸²⁸ ». Ainsi, la part variable de la composante de soutirage, liée au volume d'énergie soutiré, envoie un signal prix important aux clients résidentiels, qui les incite à réduire les soutirages du réseau⁸²⁹. Le rapport du groupe de travail 2 du comité de prospective de la CRE d'octobre 2019 souligne, à ce titre, que « *le maintien d'une part énergie forte pour l'électricité peut être lié à l'idée que ce type de structure tarifaire peut inciter à des comportements économes en énergie*⁸³⁰ ».

449. En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la ministre de la transition écologique et solidaire a présenté à la CRE, dans une lettre du 17 juin 2020, les orientations de politique énergétique pour le TURPE 6⁸³¹, dans laquelle la ministre appelle la

⁸²⁷ C. énergie, article L. 341-4, sixième alinéa.

⁸²⁸ C. énergie, art. L. 100-2, 1°.

⁸²⁹ Le TURPE représente en effet une part substantielle du coût de l'électricité pour les clients résidentiels au TRVE. Au 31 mars 2022, le TURPE représente 31% du TRVE. V., en ce sens, « Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel », *Observatoire*, 1^{er} trimestre 2022 (données au 31/03/2022), CRE, 59 p., point 5.1., Figure 14, p. 23.

⁸³⁰ V., en ce sens, GONAND (F.), BOUCAULT (B.), DURAND-VIEL (L.), La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles, Comité de prospective de la CRE, Groupe de travail 2, Octobre 2019, 78 p., point 3.1.3., p. 48.

⁸³¹ Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, *Lettre de la ministre de la transition écologique et solidaire*, 17 juin 2020.

CRE à la prudence au sujet de « *l'équilibre entre les parts fixes et variables du TURPE*⁸³² ». Le pouvoir exécutif considère qu'une part puissance « *trop importante* » est susceptible de « *réduire les incitations à la maîtrise de la consommation*⁸³³ ». Autrement dit, si la part énergie vient à diminuer, les effets sur la maîtrise de l'énergie s'en verront quelque peu réduits⁸³⁴. Dans le cadre du TURPE 6, la CRE a tout de même décidé, à l'issue de sa délibération du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)⁸³⁵, d'augmenter légèrement la part puissance par rapport aux périodes du TURPE 5, notamment pour optimiser les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux futurs.

450. Le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance reste par conséquent une question aux enjeux politiques qui nécessitera certainement des arbitrages importants. Pour réduire ces effets, il pourrait être envisagé de restreindre le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance aux autoconsommateurs. Cette proposition fait l'objet d'un consensus général qui s'exprime depuis 2015⁸³⁶. Pour éviter de décourager le recours à l'autoconsommation, une des contreparties, en plus du soutien public déjà accordé à ces utilisateurs, pourrait être la mise en place d'une prime d'investissement pour l'acquisition d'une installation de stockage d'électricité⁸³⁷, mesure qui sera évoquée dans les prochains développements.

B. Le renforcement de la tarification à l'injection : des conséquences sur le stockage à évaluer

451. La transition énergétique, marquée par la décentralisation de la production d'électricité renouvelable, requiert des investissements considérables pour adapter les

⁸³² *Ibid.*, p. 2.

⁸³³ *Ibid.*

⁸³⁴ « *L'essentiel de la consommation découle de choix d'investissements en équipement, et seulement une partie minoritaire dépend du comportement à équipements donnés* ». GONAND (F.), BOUCAULT (B.), DURAND-VIEL (L.), La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles, Comité de prospective de la CRE, Octobre 2019, *op. cit.*, p. 48.

⁸³⁵ Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), N° 2021-13, 27 janvier 2021, pt. 4.3.3.2., p. 72.

⁸³⁶ V., en ce sens, GAYMARD (H.), VALTER (C.), Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur les tarifs de l'électricité, Assemblée nationale, Rapport n°2618, 5 mars 2015, *op. cit.*, p. 61 ; Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale en nouvelle lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, 17 juin 2015, n° 529, pp. 150-151. BEEKER (E.), Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, France Stratégie, 2019, *op. cit.*, p. 11. « Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux », Institut Montaigne, *op. cit.*, Décembre 2019, pp. 142-144. DERDEVET (M.), *Les réseaux d'électricité, vecteurs du nouveau modèle européen décarboné*, Synopia, Rapport, Mai 2020, 60 p., p. 33.

⁸³⁷ Tarif d'achat en guichet ouvert pour la vente d'électricité, assortie d'une prime d'investissement.

réseaux⁸³⁸. Dans ce contexte, la CRE cherche régulièrement à renforcer les signaux économiques envoyés aux producteurs et aux opérateurs de stockage d'électricité pour optimiser les coûts des réseaux, afin de rendre acceptables le coût pour la collectivité.

452. Depuis 2015, la CRE désire faire contribuer les producteurs et opérateurs de stockage d'électricité aux coûts de réseau que leurs injections génèrent⁸³⁹. Pour comprendre l'intention de la CRE, il faut rappeler que ces utilisateurs du réseau sont peu nombreux à s'acquitter d'un tarif à l'injection. En effet, seuls les utilisateurs raccordés au réseau public de transport d'électricité de très haute tension (HTB2 et HTB3) s'acquittent d'un tel tarif⁸⁴⁰. Ce tarif est d'ailleurs limité pour « *faciliter les échanges internationaux d'énergie et limit[er] les distorsions de concurrence entre les producteurs situés dans différents pays.*⁸⁴¹ ». Le règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport⁸⁴² impose de limiter le niveau moyen du tarif d'injection sur les réseaux de transport entre 0 et 0,5 €/MWh pour la part couvrant les coûts d'infrastructures⁸⁴³. Aujourd'hui, la plupart des pays européens ont choisi d'appliquer un tarif d'injection très faible, voire nul⁸⁴⁴. Dans les domaines de tension inférieurs (HTB1⁸⁴⁵, HTA et BT⁸⁴⁶), les utilisateurs des réseaux s'acquittent uniquement d'une composante de soutirage. En effet, la CRE exonère les producteurs et les opérateurs de stockage d'électricité du tarif d'injection au titre du recouvrement des coûts des réseaux.

453. Si, de prime abord, cette situation est susceptible d'encourager le développement de la production d'électricité renouvelable, notamment sur les domaines de tension inférieurs, la CRE s'emploie à souligner que les conséquences sur le long terme peuvent être néfastes, puisque les installations qui seront nouvellement raccordées nécessiteront des investissements

⁸³⁸ V., en ce sens, Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020, p. 2.

⁸³⁹ V., en ce sens, Consultation publique du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, CRE, 24 juillet 2015, point 8.1., pp. 46-47.

⁸⁴⁰ V., en ce sens, Consultation publique n°2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), CRE, 14 octobre 2020, point 4.3.1., p. 80.

⁸⁴¹ Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 12 juin 2012, 33 p., p. 20.

⁸⁴² *JOUE*, n° L 250, 24 septembre 2010, p. 5–11.

⁸⁴³ Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport (*JOUE*, n° L 250, 24 septembre 2010, p. 5–11), Annexe, Partie B, §3.

⁸⁴⁴ Décision du 23 septembre 2005 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 6 octobre 2005, Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie et Ministère chargé de l'industrie (*JORF*, n°233 du 6 octobre 2005).

⁸⁴⁵ Domaine de tension rattaché au réseau public de transport d'électricité.

⁸⁴⁶ Domaines de tension rattachés au réseau public de distribution d'électricité.

plus coûteux et longs à réaliser⁸⁴⁷. Cette situation emporte aussi des conséquences importantes sur les autres utilisateurs des réseaux qui doivent supporter ces coûts.

454. Par conséquent, la CRE considère que les producteurs et opérateurs de stockage doivent participer au recouvrement des coûts qu'ils occasionnent sur les réseaux, afin d'éviter toute subvention entre catégories d'utilisateurs⁸⁴⁸. Les signaux envoyés par le tarif d'injection doivent inciter les utilisateurs à réduire les flux injectés sur le réseau lorsque celui-ci fait face à des congestions, et à l'inverse, en période de pointe de demande, à le solliciter pour répondre à la demande. Ainsi qu'elle l'a souligné dans sa consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, la CRE envisage une différenciation géographique de la composante liée à l'injection afin d'inciter les producteurs et les opérateurs de stockage d'électricité, lors de leur décision d'investissement, « à investir dans les zones ne nécessitant pas de renforcement de réseau⁸⁴⁹ ». Cette composante serait également différenciée temporellement, pour les inciter « à piloter dans le temps leurs injections⁸⁵⁰ » selon les contraintes de réseaux⁸⁵¹.

455. Si nous ne disposons pas de moyens pour porter un jugement sur l'intérêt d'une composante liée à l'injection, il faut toutefois observer que cette mesure serait susceptible de ralentir le développement du stockage d'électricité, contrairement à ce qu'avance la CRE⁸⁵². Selon l'autorité, la mise en place d'une tarification de l'injection favoriserait le stockage d'électricité. La CRE y voit même une tarification « particulièrement pertinente pour les actifs de stockage⁸⁵³ ». Une tarification récompensant la coordination entre soutirages et injections est manifestement positive pour le déploiement du stockage. Le stockage est en effet un outil efficace pour assurer le synchronisme entre la production et la consommation d'électricité, puisqu'il peut reporter, dans le temps, l'injection sur le réseau du surplus d'électricité produit⁸⁵⁴. En encourageant les producteurs d'électricité renouvelable à moduler leurs injections, au moyen d'une incitation financière, la tarification à l'injection encouragerait ces derniers à investir dans des moyens de stockage pour décaler, dans le temps, leurs injections dans le réseau.

⁸⁴⁷ V., en ce sens, Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020, 26 p., p. 2.

⁸⁴⁸ *Ibid.*, p. 1. L'autorité de régulation s'appuie sur un avis de l'ACER publié en 2014, dans lequel l'agence considère qu'un tarif proportionnel à la capacité de production raccordée au réseau peut être utile pour envoyer des signaux pertinents à l'investissement de nouvelles capacités et sur le respect du principe de réfectivité des coûts (*Opinion of The Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2014 of 15 April 2014, on the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers*, ACER, 20 p., p. 3.)

⁸⁴⁹ Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020, *op. cit.*, p. 3.

⁸⁵⁰ *Ibid.*

⁸⁵¹ Aussi bien sur un pas de temps saisonnier qu'horaire.

⁸⁵² V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.1., pp. 21-22.

⁸⁵³ *Ibid.*, p. 22.

⁸⁵⁴ V., en ce sens, *Ibid.*, p. 21.

456. Mais cette mesure peut s'avérer préjudiciable au développement du stockage d'électricité. En appliquant une tarification à l'injection pour les installations de stockage d'électricité, ces dernières devront s'acquitter des redevances de réseau au titre des injections et des soutirages générés par leur installation, créant ainsi une situation de « double charge ». Si l'impact reste limité pour celles qui remplissent les conditions de l'abattement de 50% prévu aux articles D. 341-8-1 et suivants du code de l'énergie, les autres installations de stockage, dont celles qui sont raccordées aux réseaux publics de distribution, devront s'acquitter du tarif associé à chacun des flux (soutirage et injection)⁸⁵⁵. Or, comme il a été vu précédemment, un consensus s'est clairement dégagé à cet égard.

457. Si les pouvoirs publics envisagent d'instaurer une tarification à l'injection, bien que cela ne semble pas être la volonté du Gouvernement⁸⁵⁶ mais plutôt celle de la CRE⁸⁵⁷, il conviendrait, à tout le moins, de s'assurer qu'une telle tarification ne compromette pas le développement du stockage d'électricité. Il conviendrait alors d'intégrer constamment dans les réflexions les incidences tant sur les producteurs que les opérateurs de stockage d'électricité.

⁸⁵⁵ En France, à ce jour, les utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité ne s'acquittent pas de la composante liée à l'injection. La composante liée à l'injection est effectivement égale à zéro.

⁸⁵⁶ V., en ce sens, Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020, Annexe (« Lettre de la Ministre de la transition écologique et solidaire à la CRE », *Orientations de la politique énergétiques du Gouvernement*, 17 juin 2020, p. 3.).

⁸⁵⁷ V., en ce sens, Consultation publique du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, CRE, 24 juillet 2015, point 8.1., pp. 46-47. Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 », CRE, 5 juin 2019. « Le stockage d'électricité en France », Document de réflexion et de proposition, CRE, Septembre 2019, *op. cit.* Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020.

CONCLUSION DU CHAPITRE 2

458. En principe, les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité sont conçus pour refléter l'utilisation réelle du réseau. Cela signifie que lorsque les installations de stockage d'électricité prélèvent de l'électricité sur le réseau, elles sont soumises aux mêmes tarifs de soutirage que les sites de consommation. De même, lorsqu'elles injectent de l'électricité, elles sont soumises aux mêmes tarifs d'injection que les installations de production. Néanmoins, cette approche est fréquemment citée comme l'un des principaux obstacles entravant le développement du stockage d'électricité, car elle entraîne des coûts additionnels pour les exploitants.

459. Malgré certaines réticences de la part des autorités publiques, il a été reconnu que l'examen d'un tarif spécifique méritait d'être envisagé en raison des avantages potentiels que le stockage peut offrir aux réseaux. Une fois cette reconnaissance établie, il a été question de réfléchir à la nature d'un tarif de réseau *ad hoc*. Bien qu'une exonération totale du tarif ne semble pas justifiée en raison des principes tarifaires, une réduction partielle de ce tarif pourrait être appropriée. En ce qui concerne le transport d'électricité, l'idée de relever le taux maximum appliqué aux installations de stockage d'électricité pour la réduction du tarif d'utilisation du réseau public de transport a été suggérée. Actuellement fixé à 50%, ce taux n'a pas été modifié depuis 2015. En ce qui concerne la distribution d'électricité, il a été suggéré de réduire les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité en agissant sur la composante liée au soutirage.

460. Parallèlement à ces mesures, il a été démontré que la modification de certaines composantes tarifaires pourrait servir d'incitation aux autoconsommateurs pour qu'ils investissent dans des dispositifs de stockage d'électricité. Ainsi, en ajustant l'équilibre entre les parts « puissance » et « énergie » de la composante « soutirage » pour les opérations d'autoconsommation, on pourrait encourager les autoconsommateurs à réduire leur puissance souscrite et à mieux synchroniser leur consommation avec la production d'électricité, particulièrement pendant les heures dimensionnantes pour le réseau. Cette démarche les motiverait ainsi à opter pour l'installation d'une batterie stationnaire.

CONCLUSION DU TITRE 2

461. Le stockage d'électricité est désormais une composante essentielle de l'optimisation de la gestion et la dimension des réseaux électriques. En conséquence, les gestionnaires de réseaux sont encouragés à intégrer pleinement les installations de stockage dans ces réseaux afin de bénéficier pleinement des avantages qu'offre le stockage.

462. Comme précédemment exposé, les gestionnaires de réseaux seront de plus en plus enclins à utiliser les services de stockage d'électricité pour une exploitation et une gestion plus efficaces de leurs réseaux. Cette utilisation croissante par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution souligne notamment la nécessité de renforcer et d'adapter le cadre juridique régissant l'échange d'informations et la coordination dans l'utilisation de ces flexibilités. De plus, il est essentiel de clarifier le cadre juridique relatif à l'exploitation et à la propriété des installations de stockage par les gestionnaires de réseaux.

463. Comme il a été constaté, le cadre juridique relatif à l'accès et au raccordement n'est pas adapté au stockage d'électricité. Afin d'améliorer la situation pour les opérateurs de stockage, plusieurs mesures ont été envisagées. Parmi les mesures envisagées, il a été suggéré de mettre à jour des exigences techniques et opérationnelles de raccordement pour les aligner sur les nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité, d'adapter la législation nationale pour inclure le stockage d'électricité et de clarifier le cadre réglementaire relatif aux offres de raccordement. Des solutions ont également été envisagées pour aider les opérateurs de stockage à participer aux appels d'offres destinés à résoudre les congestions locales, en particulier dans des zones où il est difficile de trouver des terrains appropriés. Enfin, pour encourager le développement du stockage d'électricité décentralisé, il a été suggéré de réfléchir à un rééquilibrage des composantes « puissance » et « énergie » de la composante « soutirage » pour les opérations d'autoconsommation. Cette mesure inciterait les autoconsommateurs à mieux synchroniser leur consommation avec leur production, favorisant ainsi l'investissement dans des dispositifs de stockage d'électricité.

PARTIE 2

FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

464. Les opérateurs de stockage d'électricité génèrent leurs revenus en participant aux marchés de l'électricité. Jusqu'en 2020, leur implication dans ces marchés était restreinte : ils étaient soit exclus, soit considérés à la fois comme des producteurs et des consommateurs d'électricité. Bien que les marchés aient depuis intégré les particularités du stockage dans leurs règles de fonctionnement, il existe encore des opportunités d'amélioration pour encourager davantage leur participation. La mise en œuvre de ces ajustements serait d'autant plus pertinente, car elle contribuerait à résoudre les défis auxquels les opérateurs de stockage sont confrontés pour rentabiliser leurs investissements. Une étude européenne menée par le Centre d'expertise sur la transition énergétique a effectivement révélé que, jusqu'en 2021, l'activité de stockage d'électricité n'était pas rentable⁸⁵⁸, principalement en raison des coûts élevés d'investissement et des revenus variables liés au modèle économique du stockage, basé sur la différence entre les prix d'achat et de vente d'électricité, qui peuvent fluctuer considérablement. Bien que la crise des prix de l'électricité ait permis à ces opérateurs de générer des revenus nets, il convient de noter que cette situation demeure exceptionnelle. En définitive, le secteur du stockage d'électricité dépend donc fortement du soutien public qui lui est alloué.

465. À ce propos, il est pleinement justifié d'envisager une intervention régulatoire, impliquant un soutien politique, réglementaire et financier, en raison des nombreux avantages que le stockage offre au système électrique. Malgré la mise en œuvre de diverses initiatives de soutien visant à favoriser cette filière, ces mesures s'avèrent encore insuffisantes pour garantir une croissance significative du stockage d'électricité. Pour remédier à cette situation, renforcer les mécanismes de soutien existants et instituer de nouveaux dispositifs permettrait de dynamiser les investissements dans cette technologie. Avant d'envisager la mise en place de mécanismes de soutien financier à l'investissement, il pourrait être préférable de prioriser une intégration plus efficace du stockage dans les politiques énergétiques et les marchés de l'électricité, ainsi que des modifications de la législation en vigueur⁸⁵⁹.

466. Quant à la méthodologie utilisée, la complexité de cette partie de la thèse a nécessité la mise en place d'une recherche approfondie, associée à des échanges auprès de

⁸⁵⁸ HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.) et al., "Study on Energy Storage", EnTEC, March 2023, *op. cit.*, p. 72.

⁸⁵⁹ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, point 3.3.1., p. 76.

praticiens issus de divers horizons, incluant des ingénieurs, des économistes, des juristes et des responsables d'affaires publiques, spécialisés dans le secteur de l'électricité. La méthode des entretiens nous a offert l'opportunité de confronter nos idées à la réalité du terrain et d'aborder des questions peu conventionnelles pour lesquelles les sources officielles ne fournissent que trop peu d'éléments de réponse.

467. L'objet de notre recherche sera ainsi constitué par l'exercice consistant à favoriser le développement du stockage d'électricité dans le système électrique. Deux axes d'action majeurs se profilent dans cet environnement réglementaire en construction : la valorisation du stockage dans la politique énergétique (**Titre 1**) et le renforcement des signaux économiques (**Titre 2**).

TITRE 1

PAR LA VALORISATION DU STOCKAGE DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

468. Le développement des énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire et éolienne, joue un rôle essentiel dans la transition dans la lutte contre le changement climatique. Ces sources d'énergie renouvelable sont abondantes, durables et ne produisent pas d'émissions de gaz à effet de serre lorsqu'elles génèrent de l'électricité. Cependant, elles présentent un défi majeur : leur variabilité intrinsèque. Cette caractéristique constitue un défi significatif pour les gestionnaires de réseaux et les producteurs d'électricité. Lorsque la production d'électricité renouvelable est élevée, elle peut dépasser la demande, entraînant des congestions sur le réseau. Dans cette situation, les producteurs sont souvent contraints de vendre leur production à un prix relativement bas sur le marché de l'énergie⁸⁶⁰ voire à se trouver contraints d'écouler leur production à prix négatifs. En revanche, une production faible en raison de l'absence de soleil ou de vent peut entraîner une pénurie d'approvisionnement, obligeant les producteurs et fournisseurs à acheter de l'énergie pour équilibrer leur portefeuille et nécessitant souvent le recours à des centrales de pointe pour compenser, fortement émettrices d'émissions de gaz à effet de serre.

469. Le stockage d'électricité permet de pallier ces difficultés. Comme cela a été mentionné précédemment, le stockage d'électricité offre une réponse à l'intermittence et la variabilité de la production d'électricité renouvelable. En ayant recours à des dispositifs de stockage, les producteurs d'électricité peuvent optimiser leur production en vendant l'énergie précédemment stockée lorsque les prix sont élevés. Pour le secteur résidentiel, le stockage d'électricité joue un rôle clé dans l'autonomie énergétique des consommateurs. Les particuliers peuvent recourir à de tels dispositifs pour maximiser l'utilisation de l'électricité qu'ils produisent. Les particuliers peuvent ainsi réduire leurs factures d'électricité et leur empreinte carbone en optimisant leur consommation d'énergie renouvelable.

470. Pour favoriser le développement du stockage d'électricité, un solide soutien politique, réglementaire et financier reste indispensable. Cette technologie demeure relativement nouvelle, souvent associée à des coûts d'installation élevés, et elle évolue dans un contexte de volatilité et d'incertitude des prix de l'électricité. Bien que plusieurs États membres de l'Union européenne, dont la France, aient pris des mesures pour encourager le stockage d'électricité et ainsi préserver l'intégration future des énergies renouvelables, il est crucial de

⁸⁶⁰ Les conséquences sont limitées voire nulles lorsque ces derniers bénéficient d'un soutien en obligation d'achat ou en complément de rémunération.

noter que ces initiatives sont encore à un stade préliminaire et ne suffisent pas à insuffler une véritable dynamique au développement du stockage d'électricité.

471. Pour renforcer ce soutien et accélérer le développement du stockage d'électricité en France, diverses mesures et actions additionnelles pourraient être envisagées. Dans un premier temps, il serait judicieux d'intégrer pleinement le stockage d'électricité dans la politique énergétique afin d'envoyer un signal fort aux investisseurs et d'adapter la législation aux besoins spécifiques de la filière. Dans un second temps, l'instauration d'incitations financières, telles que des primes à l'investissement ou des contrats pour différence, pourrait être envisagée pour assurer la rentabilité des investissements dans le stockage d'électricité et permettre ainsi leur financement.

472. Avant de définir des objectifs et un cadre de soutien approprié au stockage d'électricité et de reconnaître pleinement son rôle dans les objectifs de la politique énergétique (**Chapitre 2**), il sera démontré en quoi le stockage peut être considéré comme un vecteur de la politique énergétique (**Chapitre 1**).

CHAPITRE 1

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, VECTEUR DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

473. Le recours aux énergies renouvelables constitue l'un des principaux moyens de réduction des émissions de gaz à effet de serre permettant le respect des engagements pris par l'Union européenne au titre de l'Accord de Paris de 2015 sur le changement climatique⁸⁶¹. Mais le développement des énergies renouvelables, telles que l'éolien et le solaire, qui se trouvent en grande partie raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité, recèlent de nombreux défis, tant pour les producteurs d'électricité eux-mêmes que les autres acteurs du système électrique.

474. La prévisibilité reste un défi majeur de la production d'électricité renouvelable, en raison de sa nature intermittente et variable, car dépendante des conditions météorologiques. Les variations de production peuvent ainsi entraîner des déséquilibres sur le réseau, susceptibles de nuire à la qualité de l'électricité fournie. Le développement de nouvelles flexibilités dans le système électrique devient par conséquent une condition *sine qua non* pour atténuer les effets de cette production. Dans ce contexte, le stockage d'électricité émerge comme une solution particulièrement adaptée pour atténuer les impacts de la variabilité et de l'intermittence inhérentes aux installations de production d'électricité renouvelable.

475. L'essor du stockage d'électricité ouvre également la voie à un rôle plus actif des consommateurs dans la transition énergétique. Jusqu'alors passifs, les consommateurs sont, aujourd'hui, des acteurs de la transition énergétique. Non seulement ils peuvent agir sur leur consommation d'énergie, grâce à des offres vertes ou à tarification dynamique, mais ils sont également autorisés à produire, stocker et consommer l'électricité qu'ils produisent, et vendre tout ou partie de cette électricité. Cette participation active leur permet de jouer un rôle clé dans la gestion de l'offre et de la demande et même de fournir des services de flexibilité au système électrique.

476. À partir de ces premiers éléments, il convient d'analyser d'une part, l'intérêt du stockage pour l'intégration de la production d'électricité renouvelable (**Section 1**) et, d'autre part, l'intérêt du stockage pour l'autoconsommation (**Section 2**).

⁸⁶¹ Porter la part des énergies renouvelables à 42,5% de la consommation finale brute d'énergie en 2030 et parvenir à la neutralité carbone en 2050.

SECTION 1. – L'INTÉRÊT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ POUR L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

477. La production d'électricité renouvelable, en particulier éolienne et photovoltaïque, possède des caractéristiques spécifiques qui impactent le système électrique à plusieurs niveaux : besoins en nouvelles flexibilités, gestion des réseaux et fonctionnement des marchés de l'électricité.

478. Ces impacts sont liés à deux facteurs. Le premier, tient au fait que cette production est intermittente et variable et, en conséquence, difficile à prévoir. Ainsi, la production d'une centrale photovoltaïque est dite « intermittente » lorsque l'obscurité de la nuit s'installe. La production est dite « variable » lorsque le soleil est obstrué par des nuages au cours de la journée. Il en est de même pour les éoliennes, dès lors que la vitesse du vent peut varier au cours d'une même journée, ou connaître, par intermittence, une diminution de puissance plus prolongée⁸⁶².

Ces deux notions ont progressivement été introduites dans le langage juridique à l'occasion du quatrième « paquet » énergie. Elles sont la plupart du temps utilisées sous le prisme de la sécurité d'approvisionnement en électricité⁸⁶³ et la mutation du système électrique⁸⁶⁴. Étonnement, le droit national n'y fait nullement référence. Le code de l'énergie préfère utiliser les termes « *énergie fatale à caractère aléatoire*⁸⁶⁵ » pour caractériser l'intermittence et la variabilité de la production d'électricité renouvelable.

La variabilité des moyens de production d'électricité renouvelable, particulièrement éolienne et photovoltaïque, est observée à toutes les échéances de temps, aussi bien entre deux saisons qu'au sein d'une même journée [**Figures n° 9 à 12**]. Les éoliennes et les panneaux photovoltaïques sont effectivement susceptibles de rencontrer des aléas météorologiques, indépendants de la demande qui peuvent influencer sur leur profil de production : pics de production en période de faible consommation, ou, à l'inverse, défaillance de production en période de pointe. Or, comme il a été vu précédemment, un des principes fondamentaux du bon fonctionnement du système électrique est l'équilibre entre l'énergie soutirée du réseau et celle injectée. Cette décorrélation avec la demande est susceptible d'avoir des conséquences importantes sur le système électrique, y compris sur les exploitants des centrales

⁸⁶² BELLINI (B.), NGUYEN THI (C. T.), THOMAS (J.), « Les contraintes que fait peser l'éolien sur la gestion de la charge », *Revue de l'Énergie*, Paris, n° 598, Novembre/Décembre 2010, pp. 383-391, II, A.

⁸⁶³ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité (*JOUE*, n° L 158, 14 juin 2019, p. 1-21), article 8, paragraphe 1.

⁸⁶⁴ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, dixième considérant et article 3, paragraphe 1 ; Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, vingtième et soixantième considérants.

⁸⁶⁵ V., en ce sens, C. énergie, article L. 141-5, II, 5° et L. 141-9, deuxième alinéa.

conventionnelles qui sont davantage sollicités pour faire varier leur production sur des temps de plus en plus courts. Les moyens de production d'électricité renouvelable peuvent également tirer les prix vers le bas, voire occasionner des prix négatifs. Il peut effectivement arriver qu'à la suite d'un pic de production, non corrélé à la demande, les excédents tirent les prix vers le bas, limitant par la même occasion les revenus des autres opérateurs. Ce phénomène a pu être observé en avril 2020, en pleine crise sanitaire liée à la pandémie de la Covid-19⁸⁶⁶, mais également en Allemagne, qui connaît un essor de la production d'électricité renouvelable⁸⁶⁷.

479. Le second tient au raccordement de ces moyens de production. De puissance nettement inférieure aux centrales conventionnelles, les moyens de production d'électricité renouvelable sont essentiellement raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité. Les réseaux électriques connaissent aujourd'hui un phénomène de décentralisation de la production : historiquement centralisée et raccordée au réseau public de transport d'électricité, la production d'électricité devient, à raison du développement des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, décentralisée.

La production d'électricité était à l'origine décentralisée. Développés à partir du XIX^e siècle, les premiers moyens de production d'électricité ont été installés au plus près des centres de consommation⁸⁶⁸. Le caractère décentralisé de la production d'électricité s'explique essentiellement en raison des « *contraintes techniques limitant les possibilités de transport de l'électricité à distance*⁸⁶⁹ ». Les premiers systèmes électriques ont donc été organisés autour d'une centrale de production, d'un réseau de distribution et de quelques sites de consommation d'électricité. Mais les sous-investissements chroniques en matière de production d'électricité, qui se sont accentués à la sortie de la Seconde Guerre mondiale⁸⁷⁰, ont conduit l'État à nationaliser et centraliser l'appareil productif⁸⁷¹. Avec 490 voix contre 90, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz⁸⁷² a été adoptée par l'Assemblée

⁸⁶⁶ V., en ce sens, Impacts de la crise du Covid-19 sur le système électrique, France Stratégie, Point de vue, 21 avril 2020.

⁸⁶⁷ V., en ce sens, PERCEBOIS (J.), Les défis de la transformation du secteur électrique européen. Concurrence, numérique et réseaux, IFRI, Novembre 2019, 48 p., pp. 22-23 ; CAIL (S.), BCHINI (Q.), MCKENNA (R.), FICHTNER (W.) et al., *Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne*, Conseil français de l'énergie, KIT, DFIU et CREDEN, Rapport final, 2014, 200 p., point 2.3.2., p. 32.

⁸⁶⁸ V., en ce sens, BASTARD (P.), FARGUE (D.), LAURIER (P.) et al., *Électricité : Voyage au cœur du système*, Eyrolles, 1^{re} édition, 1^{er} juillet 1999, 528 p., p. 194 ; ANGELIER (J.-P.), « Électricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique », *Université Pierre Mendès-France – UFR ESE*, Avril 2005, 36 p. ; *Energie centralisée ou décentralisée ?*, France Stratégie, Actions critiques, Janvier 2017, 4 p.

⁸⁶⁹ POUPEAU (F.-M.), « La fabrique d'une solidarité nationale. État et élus ruraux dans l'adoption d'une péréquation des tarifs de l'électricité en France », RFSP, 2007/5 (Vol. 57), pp. 599-628, p. 602.

⁸⁷⁰ Outre les dégâts causés par la guerre, les entreprises privées n'ont pas su réaliser les investissements suffisants et nécessaires pour répondre à la consommation domestique et industrielle, conduisant par voie de conséquences à de multitudes coupures de courant, ou plus dommageable, à des restrictions. V., en ce sens, JOAN constituante, 2^e séance du 22 mars 1946, pp. 1012 et 1016.

⁸⁷¹ V., en ce sens, Projet de loi relatif à la nationalisation de l'électricité et du gaz, Débats, JOAN constituante, 2^e séance du 22 mars 1946, p.1013.

⁸⁷² *JORF*, 9 avril 1946.

nationale constituante le 29 mars 1946. Elle crée, en son article 2, l'établissement public industriel et commercial « *Électricité de France, service national* ». La loi confie à cet établissement public industriel et commercial la gestion des entreprises nationalisées d'électricité intervenant dans la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité. *EDF Service national*, devenu *EDF S.A.* 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 gazières⁸⁷³, se voit confier la gestion des entreprises de production d'électricité nationalisées⁸⁷⁴. Les investissements en matière de production d'électricité ont ainsi été regroupés au sein d'un seul et unique établissement public, permettant par la même occasion de développer des programmes de grande envergure, à l'image du programme de nucléaire civile de 1969⁸⁷⁵. La production d'électricité s'est ainsi centralisée : l'électricité produite par les installations de production de grande puissance a désormais transité de manière unidirectionnelle, du réseau de transport d'électricité jusqu'aux réseaux publics de distribution pour enfin être soutirée par les consommateurs finals.

Depuis les années 2000, cette organisation centralisée tend à être délaissée au profit d'une organisation décentralisée. Ces dernières années, le développement des énergies renouvelables a bénéficié d'un important soutien des pouvoirs publics⁸⁷⁶, ce qui a permis une forte croissance de la capacité de production d'électricité d'origine renouvelable, et notamment éolienne et photovoltaïque. Ces moyens de production d'électricité se caractérisent par une puissance d'injection de moindre importance par rapport aux centrales conventionnelles, mais aussi par une implantation géographique diffuse, ce qui les conduit à être majoritairement raccordés aux réseaux de distribution⁸⁷⁷. Le modèle classique « *où une grande centrale alimentait en énergie tout un territoire*⁸⁷⁸ » laisse donc progressivement place à un modèle moins centralisé. Ce mouvement est appelé à s'intensifier avec le renforcement des moyens de production à partir d'énergies renouvelables et le développement de l'autoconsommation. Ces moyens de production, en se connectant très largement aux réseaux de distribution, modifient au demeurant la direction des flux sur ces réseaux, qui deviennent des réseaux de collecte. Les réseaux de

⁸⁷³ Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (*JORF*, n° 0185 du 11 août 2004), article 24.

⁸⁷⁴ A l'exception de la Compagnie nationale du Rhône ou encore les services de production d'électricité de la SNCF.

⁸⁷⁵ Le 13 novembre 1969, EDF reçoit l'autorisation de construire deux réacteurs à eau pressurisée, sous licence américaine, à Fessenheim (Haut-Rhin). En 1970, la première centrale française à eau légère, à Chooz (Ardennes), est mise en service.

⁸⁷⁶ V., en ce sens, GAULMYN (L.), *Les mécanismes de soutien à la production de l'électricité de source renouvelable*, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2019, 659 p.

⁸⁷⁷ Aujourd'hui, plus de 80% des nouvelles installations de production d'électricité renouvelables sont raccordées aux réseaux publics de distribution d'électricité. V., en ce sens, « Les réseaux électriques », Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires et Ministère de la Transition énergétique, 28 mars 2022, Site internet [<https://www.ecologie.gouv.fr/reseaux-electriques>]. V., aussi, Monographie n°3 sur les réseaux électriques – Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, 32 p., p. 9.

⁸⁷⁸ Avis présenté au nom de la Commission des Affaires Économiques sur le projet de loi de finances pour 2019 – TOME VII, Assemblée nationale, 3 octobre 2018, n° 1288.

distribution, qui acheminaient jusqu'alors l'électricité jusqu'aux consommateurs finals, doivent dorénavant collecter l'énergie produite par les moyens de production décentralisés. Comme il a été vu précédemment, cette transition implique de nouveaux défis pour les gestionnaires de réseaux de distribution, tant à l'égard de l'exploitation, de la gestion que du dimensionnement de leurs réseaux⁸⁷⁹.

480. Dans ce contexte nouveau, l'apport de flexibilité est nécessaire pour limiter les effets de bord de la production d'électricité renouvelable sur le réseau et, plus largement, sur le système électrique. Le stockage d'électricité est, à ce propos, particulièrement bien adapté pour limiter les effets de la variabilité et de l'intermittence des moyens de production d'électricité renouvelable. Il permet de déplacer dans le temps la production d'électricité pour la faire correspondre à la demande, réduisant de fait les écrêtements, les effacements et le recours aux centrales thermiques. Les fluctuations de prix sont ainsi lissées, limitant l'apparition des prix nuls, voire négatifs. En limitant les fluctuations de puissance, le stockage d'électricité améliore par conséquent la qualité de l'électricité produite et la fiabilité du système électrique. Il permet, au demeurant, d'optimiser la production d'électricité. Ainsi, en plus de l'arbitrage, l'exploitant d'une installation de production d'électricité peut trouver un avantage à s'équiper d'un dispositif de stockage pour adapter l'injection en fonction des variations de la demande (« suivi de charge⁸⁸⁰ »). Dans ce cas, l'installation de stockage peut s'avérer utile, notamment pour délivrer une puissance supplémentaire, évitant par la même occasion au producteur de se fournir sur le marché pour « compléter » sa production⁸⁸¹. De cette façon, les producteurs d'électricité peuvent respecter leurs programmes prévisionnels de production. Le stockage d'électricité permet donc, *in fine*, de fiabiliser et ainsi de faciliter la participation de la production d'électricité renouvelable aux marchés de l'électricité⁸⁸². Enfin, comme il a été vu précédemment, le stockage d'électricité permet de limiter les congestions et les refoulements d'électricité vers le réseau public de transport d'électricité du fait de la décentralisation de la production. À cet égard, les batteries stationnaires et les volants d'inertie sont particulièrement adaptés, puisque ces installations peuvent être placées au plus près des contraintes locales.

⁸⁷⁹ V., en ce sens, Monographie n°3 sur les réseaux électriques – Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, 32 p. ; DERDEVET (M.), Les réseaux d'électricité, vecteurs du nouveau modèle européen décarboné, Synopia, Rapport, Mai 2020, 60 p., pp 15-17.

⁸⁸⁰ « *Fonctionnement permettant de faire varier la puissance d'une centrale de production de façon à l'adapter à la demande électrique de la consommation. Le suivi de charge est effectué à partir de données prévisionnelles puis réadapté en temps quasi-réel. Il peut s'apparenter à du réglage de fréquence tertiaire.* », V., 180 p., MAZAURIC (A.-L.), *Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables*, Thèse, Université Grenoble Alpes, 2021, 180 p., p. xi (p. 15).

⁸⁸¹ Utile pour répondre à ses engagements (e.g. vente d'électricité à un tiers, au gestionnaire du réseau de transport dans le cadre des marchés d'équilibrage).

⁸⁸² Panorama des innovations pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables : solutions pour intégrer les énergies renouvelables variables, Agence internationale pour les énergies renouvelables, 2019, 162 p., p. 114.

SECTION 2. – L'INTÉRÊT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ POUR LES AUTOCONSOMMATEURS

481. La révolution numérique et technologique, en particulier dans les moyens de production d'électricité renouvelable, donne la possibilité aux consommateurs, jusqu'ici particulièrement passifs, de participer activement aux marchés de l'électricité. Qualifiés de « *consomm'acteurs* », ils peuvent non seulement agir sur leur consommation d'électricité, au moyen d'« offres vertes » ou à « tarification dynamique », mais aussi et surtout autoconsommer, c'est-à-dire produire leur propre électricité pour la consommer, et éventuellement la vendre sur les marchés par le biais d'un agrégateur, ou directement à l'acteur obligé.

482. L'avènement du stockage d'électricité apporte une nouvelle dimension aux opérations d'autoconsommation. Le stockage permet d'accroître considérablement le taux d'autoconsommation. En s'équipant d'un dispositif de stockage, les autoconsommateurs réduisent ainsi les appels de puissance, notamment pendant les heures dimensionnantes du réseau, contribuant *in fine* à l'équilibre du système électrique. Ce changement de paradigme offre un double avantage : d'une part, il diminue la sollicitation du réseau pendant les périodes de pic de production solaire, réduisant ainsi les risques de congestion. D'autre part, il permet aux autoconsommateurs de maximiser l'utilisation de leur propre énergie, renforçant ainsi leur indépendance vis-à-vis des sources d'énergie traditionnelles.

483. Après avoir fait le constat que la transition énergétique a tendance à rendre les consommateurs finals de plus en plus actifs (§1), l'on remarquera que le stockage d'électricité permet de renforcer cette autonomisation (§2).

§1. – Des consommateurs finals de plus en plus actifs

484. Ces dernières années, le rôle passif des consommateurs est arrivé à un point de rupture. S'il s'est longtemps intéressé à la protection des consommateurs finals⁸⁸³, le droit de l'Union a entendu placer les consommateurs au cœur du marché intérieur de l'électricité. Dans le cadre de la stratégie de l'Union de l'énergie, la Commission européenne entend parvenir à une Union « focalisée sur le citoyen – dans laquelle ce dernier prend à son compte la transition énergétique, tire avantage des nouvelles technologies pour réduire sa facture et prend une part active au marché⁸⁸⁴ ». Pour mettre en œuvre cette stratégie qui doit aboutir à l'achèvement du marché intérieur de l'électricité, la Commission a présenté le 30 novembre 2016 un quatrième « paquet » énergie intitulé « Une énergie propre pour tous les Européens ». Ce paquet législatif a notamment eu pour objectif de réformer le marché intérieur de l'électricité afin de « donner au consommateur les moyens d'être davantage maître de ses choix en matière d'énergie⁸⁸⁵ » et de tirer pleinement parti des nouveaux moyens de production d'électricité.

485. Dans ce contexte, le législateur de l'Union a reconnu la possibilité pour les consommateurs de produire leur propre électricité renouvelable. La directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité reconnaissent, chacune dans leur domaine respectif, la possibilité, pour les consommateurs, de produire, stocker, consommer ou vendre tout ou partie de l'électricité qu'ils ont produite. Ces consommateurs sont tantôt considérés comme des « autoconsommateurs », tantôt comme des « clients actifs ». Toutefois, le terme « client actif » reste plus large que le terme « autoconsommateur », puisque le client actif peut être un consommateur qui n'autoconsomme pas. Faut-il en effet observer que l'article 2, point 8), de la

⁸⁸³ La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (*JOUE*, n° 176 du 15 juillet 2003, p. 37–56) a poursuivi la libéralisation des marchés de l'électricité, engagée par la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (*JOUE*, n° L 027 du 30 janvier 1997), en prévoyant le libre choix du fournisseur pour les clients professionnels, entreprises et collectivités à partir du 1^{er} juillet 2004, et pour tous les consommateurs domestiques à partir du 1^{er} juillet 2007. A cette occasion, les consommateurs ont ainsi pu négocier librement les conditions de leur approvisionnement en électricité avec le fournisseur de leur choix. La directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 55–93), qui s'inscrit dans le prolongement des directives de 1996 et 2003, a renforcé les droits des consommateurs. La directive a réaffirmé le droit pour le consommateur de choisir son fournisseur, encadré le délai de changement de fournisseur, imposé l'institution d'un médiateur de l'énergie et a prévu une série de mesures pour protéger les consommateurs vulnérables.

⁸⁸⁴ Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique, Paquet « Union de l'énergie », 25 février 2015, COM(2015) 80 final, p. 2.

⁸⁸⁵ « Une énergie propre pour tous les Européens », Commission européenne, 30 novembre 2016, COM(2016) 860 final.

directive 2019/944, définit le « client actif » comme : « *un client final, ou un groupe de clients finals agissant conjointement, qui consomme ou stocke de l'électricité produite dans ses locaux situés à l'intérieur d'une zone limitée ou, lorsqu'un État membre l'autorise, dans d'autres locaux, ou qui vend l'électricité qu'il a lui-même produite ou participe à des programmes de flexibilité ou d'efficacité énergétique, à condition que ces activités ne constituent pas son activité commerciale ou professionnelle principale*⁸⁸⁶ ». L'utilisation de la conjonction de coordination « ou » révèle ainsi le large éventail des activités accordées aux clients actifs, qui ne se limitent pas à la production d'électricité.

486. Dans la littérature, la notion de « client actif » fait l'objet de plusieurs dénominations qui, la plupart du temps, ont le même sens. Ces termes, utilisés tant par les instances européennes et nationales que la doctrine universitaire, comprennent notamment le « *prosumer*⁸⁸⁷ », « *consomm'acteur* », « *consommateur-acteur*⁸⁸⁸ », « *consommateur-actif*⁸⁸⁹ », « *citoyen énergétique*⁸⁹⁰ », « *consommateur-producteur*⁸⁹¹ » ou encore le « *producteur-consommateur*⁸⁹² ».

487. Même s'ils deviennent de plus en plus autonomes, les consommateurs bénéficient de nombreux droits. En plus de la « *protection traditionnelle*⁸⁹³ », attachée au service public de l'électricité, les consommateurs bénéficient d'une protection issue du droit de la consommation. Ainsi, au même titre que les autres utilisateurs du réseau, les autoconsommateurs bénéficient du droit à l'accès au réseau public d'électricité, conformément à l'article L. 111-91 du code de l'énergie⁸⁹⁴. Les dispositions de l'article L. 121-1 du même code confirment cette faculté en prévoyant que le service public de l'électricité « *matérialis[e] le droit de tous à l'électricité*⁸⁹⁵ ». Cette faculté leur permet ainsi de bénéficier, comme tous les

⁸⁸⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, 8).

⁸⁸⁷ “Electricity ‘Prosumers’”, *Briefing*, European Parliament, November 2016 ; Position Paper on Renewable Self-Generation, CEER, September 2016.

⁸⁸⁸ BOITEAU (C.), « Quels impacts du 4^e paquet « Énergie propre » sur les mesures de régulation mises en œuvre en France ? », p. 28, dans Le paquet « Une énergie propre pour tous les européens » : enfin la transition énergétique ?, *L'Énergie en lumière*, Études, 7 juillet 2020.

⁸⁸⁹ Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation, 21 février 2018, N° 2018-027 ; “Electricity ‘Prosumers’”, *Briefing*, European Parliament, November 2016, 10 p.

⁸⁹⁰ BOITEAU (C.), « Quels impacts du 4^e paquet « Énergie propre » sur les mesures de régulation mises en œuvre en France ? » p. 28, dans Le paquet « Une énergie propre pour tous les européens » : enfin la transition énergétique ?, *L'Énergie en lumière*, 7 juillet 2020 ; “Electricity ‘Prosumers’”, *Briefing*, European Parliament, November 2016, *op. cit.*

⁸⁹¹ Énergies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, Commission européenne, 6 juin 2012, COM (2012) 271 final.

⁸⁹² RES N° 2007/50 (TCA) du 04 décembre 2007 : Taux de TVA applicable aux travaux dans les logements de plus de deux ans. Travaux portant sur l'installation de panneaux photovoltaïques, BOI-TVA-LIQ-30-20-90-20.

⁸⁹³ LAMOUREUX (M.), Droit de l'énergie, LGDJ, 2e édition, 13 septembre 2022, *op. cit.*, paragraphe 207, p. 214.

⁸⁹⁴ V., en ce sens, C. énergie, art. L. 111-91, I, 1^o, 2^o et 4^o.

⁸⁹⁵ C. énergie, article L. 121-1, quatrième alinéa.

autres consommateurs, d'un approvisionnement en électricité sûr et continu. Les clients actifs sont ainsi épargnés des désagréments liés aux caractères variable et intermittent de leurs dispositifs de production d'électricité. Ils peuvent bénéficier également du réseau pour l'injection, notamment lorsqu'ils entendent vendre l'électricité qu'ils ont produite à l'acteur obligé⁸⁹⁶. À cela s'ajoutent les droits garantis à l'ensemble des consommateurs finals d'électricité. Même si la Commission européenne appelle à autonomiser les consommateurs, elle maintient une protection élevée de leurs droits⁸⁹⁷ : libre choix du fournisseur d'électricité, protection contre les clauses abusives et les pratiques commerciales déloyales, informations claires concernant le contrat de fourniture d'électricité, informations sur l'intérêt d'utiliser de l'énergie issue de sources renouvelables, etc.

§2. – Une autonomisation des consommateurs finals à la faveur du stockage d'électricité

488. Les individus engagés dans l'autoconsommation d'électricité sont légalement autorisés à s'équiper d'un système de stockage d'électricité (A). Afin d'illustrer au mieux les propos qui vont suivre, l'analyse s'intéressera à l'utilité d'un dispositif de stockage pour l'autoconsommation (B).

A. L'association de l'autoconsommation avec un dispositif de stockage

489. La législation applicable au secteur de l'électricité autorise les autoconsommateurs à recourir à un dispositif de stockage pour reporter l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite.

490. Cette faculté a d'abord été reconnue en droit national avant de l'être en droit de l'Union. Ainsi, la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité⁸⁹⁸ a ajouté à l'article L. 315-1 du code de l'énergie la possibilité, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle, de pouvoir consommer l'électricité « *après une période de stockage*⁸⁹⁹ ». Avec l'importance croissante de l'autoconsommation d'électricité produite à partir de sources renouvelables, tout particulièrement d'énergie solaire, la Commission européenne a proposé, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, d'établir un cadre législatif pour l'autoconsommation. Deux directives sont intervenues, la directive 2018/2001 et la directive 2019/944, pour autoriser les

⁸⁹⁶ En France, EDF OA.

⁸⁹⁷ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, considérant 72.

⁸⁹⁸ 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 (*JORF*, n° 0048 du 25 février 2017).

⁸⁹⁹ Code de l'énergie, article L. 315-1, premier alinéa. V., aussi, Code de l'énergie, article D. 315-5.

clients finals à produire de l'électricité renouvelable pour leur propre consommation. Ces deux textes autorisent les autoconsommateurs et les clients actifs, à « *stocker*⁹⁰⁰ » l'électricité renouvelable qu'ils ont eux-mêmes produite. Pour la Commission, l'autoconsommation, éventuellement couplée d'un dispositif de stockage, reste l'un des moyens privilégiés pour réduire la facture d'énergie des ménages⁹⁰¹.

491. Les deux directives accordent plusieurs prérogatives aux autoconsommateurs exploitant des dispositifs de stockage. Ainsi, l'article 15, paragraphe 5, de la directive 2019/944, prévoit que les clients actifs propriétaires d'un dispositif de stockage doivent avoir le droit d'être connectés au réseau dans un délai raisonnable après leur demande⁹⁰². Ils ne doivent être soumis ni au paiement de redevance pour les injections et soutirages de leur dispositif de stockage⁹⁰³, notamment lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité au réseau, ni à des exigences ou à des redevances disproportionnées pour l'octroi d'autorisations⁹⁰⁴. Par ailleurs, les mêmes dispositions prévoient que les clients actifs doivent pouvoir être autorisés à fournir plusieurs services simultanément avec leur dispositif de stockage d'électricité⁹⁰⁵. Dans le même sens, l'article 21, paragraphe 2, de la directive 2018/2001, prévoit que les autoconsommateurs exploitant des dispositifs de stockage combinés à leurs installations de production ne devraient pas « *être tenus de s'acquitter de quelconques frais payés en double*⁹⁰⁶ ». Cette dernière exigence importe peu, du moins en France, puisque les utilisateurs du réseau s'acquittent de la tarification d'utilisation des réseaux publics d'électricité uniquement pour l'électricité soutirée et injectée, à partir et vers le réseau public. Or, dans le cadre d'une opération d'autoconsommation, l'électricité stockée ne peut provenir que de l'installation de production exploitée par l'autoconsommateur et non du réseau, en vertu des dispositions de l'article 2, point 14), et de l'article 21, paragraphe 2, point a), de la directive 2018/2001, qui limitent la charge du dispositif de stockage à l'électricité autoproduite. Enfin, les autoconsommateurs

⁹⁰⁰ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 2, point 14) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 8).

⁹⁰¹ Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, European Commission, 30 November 2016, COM(2016) 861 final, p. 5 ; V., aussi, Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, 14 march 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, p. 8.

⁹⁰² Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 15, paragraphe 5, point a).

⁹⁰³ *Ibid.*, article 15, paragraphe 5, point b).

⁹⁰⁴ *Ibid.*, article 15, paragraphe 5, point c).

⁹⁰⁵ *Ibid.*, article 15, paragraphe 5, point d).

⁹⁰⁶ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 21, paragraphe 2, point b).

exploitant un dispositif de stockage, stationnaire ou non-stationnaire, doivent pouvoir participer aux marchés de l'électricité, notamment par agrégation⁹⁰⁷.

492. Il est vrai que, en l'état actuel du droit, la législation est favorable au stockage d'électricité diffus, mais des mises au point interprétatives relatives à la vente d'électricité après une période de stockage pourraient être proposées. Faut-il observer, à ce titre, et de prime abord, que l'article 2, point 14), de la directive 2018/2001, définit la notion d'« autoconsommateur d'énergies renouvelables » comme « *un client final [...] qui produit de l'électricité renouvelable pour sa propre consommation, et qui peut stocker ou vendre de l'électricité renouvelable qu'il a lui-même produite*⁹⁰⁸ ». La conjonction de coordination « ou », est susceptible de marquer un emploi exclusif – l'autoconsommateur pourrait donc soit produire l'électricité et la consommer, éventuellement après une phase de stockage ou vendre directement l'électricité sans avoir fait l'objet d'un stockage. Cet usage lexical se retrouve aussi dans la directive 2019/944, qui définit, à son article 2, point 8), le « *client actif* » comme « *un client final [...] qui consomme ou stocke de l'électricité produite dans ses locaux [...] ou qui vend l'électricité qu'il a lui-même produite*⁹⁰⁹ ».

493. Pourtant, plusieurs dispositions s'opposent à cette lecture. D'abord, l'article 21, paragraphe 2, de la directive 2018/2001, prévoit que les autoconsommateurs d'énergies renouvelables sont autorisés à « *produire de l'énergie renouvelable, [...] stocker et vendre leur production excédentaire d'électricité renouvelable*⁹¹⁰ ». L'usage de la conjonction de coordination « et » témoigne ainsi de la possibilité, pour l'autoconsommateur, de vendre de l'électricité qui a précédemment été stockée. Ensuite, les dispositions de l'article 15, paragraphe 5, point b), de la directive 2019/944, prévoient que « *lorsqu'ils fournissent des services de flexibilité aux gestionnaires du réseau*⁹¹¹ » au moyen de leur dispositif de stockage, les clients actifs sont censés ne pas être soumis à des redevances en double. Or, si ces derniers sont susceptibles de fournir des services de flexibilité via leur dispositif de stockage, cela conduit à ce que les clients actifs aient la faculté de vendre de l'électricité ayant précédemment fait l'objet d'un stockage.

⁹⁰⁷ V., en ce sens, Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, article premier, 11).

⁹⁰⁸ *Ibid.*, article 2, point 14).

⁹⁰⁹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 8).

⁹¹⁰ Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 21, paragraphe 2, point a).

⁹¹¹ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 15, paragraphe 5, b).

494. Dès lors, pour limiter les confusions, susceptibles de ralentir la participation des consommateurs aux marchés de l'électricité, la Commission pourrait utilement apporter son concours et préciser clairement si les autoconsommateurs peuvent vendre de l'électricité qui a été précédemment stockée. Aujourd'hui, le droit national ne permet pas une telle faculté, puisque les dispositions de l'article L. 315-1 du code de l'énergie prévoient que la part de l'électricité produite par l'autoconsommateur est consommée « *soit instantanément, soit après une période de stockage*⁹¹² », excluant de fait la vente de l'électricité stockée.

B. L'utilité d'un dispositif de stockage pour l'autoconsommation

495. L'intérêt principal de l'autoconsommation est de parvenir à synchroniser la production avec la consommation d'électricité⁹¹³. Ce synchronisme s'apprécie selon le taux d'autoconsommation⁹¹⁴, lequel « *représente la part de production autoconsommée et qui est égal au rapport entre la production autoconsommée et la production totale du site.*⁹¹⁵ »

496. La législation applicable à l'autoconsommation s'est construite de manière à favoriser l'autoconsommation plutôt que la vente en surplus de façon à réduire les impacts de l'autoconsommation sur le réseau⁹¹⁶. Lors des travaux parlementaires sur la loi ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, le sénateur Ladislas Poniatowski relevait que « *pour être bénéfique au réseau, la synchronisation de la consommation avec la production doit être recherchée, le cas échéant en recourant à des*

⁹¹² C. énergie, article L. 315-1, premier alinéa.

⁹¹³ V., en ce sens, SANTAIS (B.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi, après engagement de la procédure accélérée, 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 (n° 4122), Assemblée nationale, 9 novembre 2016, 79 p., p. 31.

⁹¹⁴ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation, *op. cit.*, point 4.3.1., p.15. V., aussi, PONIATOWSKI (L.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le 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, Sénat, 11 janvier 2017, N° 285, 139 p., p. 27, article 1^{er} bis.

⁹¹⁵ « Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation », *Éléments de réflexion*, CRE, 31 juillet 2018, 19 p., p. 5.

⁹¹⁶ V., en ce sens, PONIATOWSKI (L.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée 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, Sénat, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 28. V. aussi, SANTAIS (B.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi, après engagement de la procédure accélérée, 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 (n° 4122), Assemblée nationale, 9 novembre 2016, *op. cit.*, p. 31.

*moyens de stockage sur le site de production*⁹¹⁷ ». L'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a ainsi habilité le Gouvernement à prendre par ordonnance toute mesure relevant du domaine de la loi afin notamment 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 « *la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation* ». La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité⁹¹⁸ a traduit cet objectif en précisant justement que la part de l'électricité consommée sur le site peut l'être soit instantanément soit après une période de stockage.

497. Le soutien public à l'autoconsommation a lui aussi été conçu de manière à favoriser ce synchronisme. Ainsi, on peut remarquer que l'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale⁹¹⁹, prévoit que « *le producteur s'engage à ce que tout ou partie de l'énergie produite soit utilisée*⁹²⁰ » par l'autoconsommateur⁹²¹. Dans le même sens, certains appels d'offres favorisant l'autoconsommation contraignent la vente en surplus, par l'introduction d'un taux d'autoconsommation annuel minimum, et cela associé de pénalités⁹²².

⁹¹⁷ PONIATOWSKI (L.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le 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, Sénat, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 28.

⁹¹⁸ 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.

⁹¹⁹ *JORF*, n°0235 du 8 octobre 2021.

⁹²⁰ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale (*JORF*, n° 0235 du 8 octobre 2021), article 2, vingt-et-unième considérant.

⁹²¹ V. aussi, 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 (*JORF*, n°0109 du 10 mai 2017), article 2, quatorzième alinéa.

⁹²² V., en ce sens, 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 – AO PPE2 Autoconsommation, CRE, 5 août 2021, 73 p., point 1.2., p. 5. 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, CRE, 24 mars 2017, 49 p., point 2.6, p. 9. Cahier des charges des appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de

Le cadre législatif européen invite, bien que de façon mesurée, à favoriser une synchronisation entre la production et la consommation tout en incitant, pour le surplus non consommé, à encourager la participation active de l'autoconsommateur sur les marchés⁹²³. Le législateur a également entendu faire contribuer, « *de manière adéquate et équilibrée*⁹²⁴ », les autoconsommateurs aux déséquilibres qu'ils provoquent sur le système électrique lorsqu'ils injectent de l'électricité dans le réseau.

498. Il reste que le taux d'autoconsommation dans le secteur résidentiel varie de 10 à 50 %⁹²⁵. Hormis le dimensionnement de l'installation, l'utilisation de batteries paraît indispensable pour augmenter le taux d'autoconsommation. Lorsque l'installation est couplée d'un moyen de stockage d'électricité, le taux d'autoconsommation peut effectivement varier entre 70 à 90 %⁹²⁶. Dans un rapport portant sur le projet de loi ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, le sénateur Ladislas Poniatowski relève notamment que « *pour être bénéfique au réseau, la synchronisation de la consommation avec la production doit être recherchée, le cas échéant en recourant à des moyens de stockage sur le site de production.*⁹²⁷ » Malgré les coûts supplémentaires qu'il représente, la CRE considère que le stockage offre l'opportunité « *d'augmenter significativement le taux d'autoconsommation et d'ainsi limiter les injections sur le réseau et réduire la quantité d'électricité complémentaire soutirée pendant les heures dimensionnantes pour le réseau ou les heures de pointe de production nationale*⁹²⁸ ».

production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées dans les zones non interconnectées, CRE, 15 juillet 2019, 49 p., point 2.6, p. 9.

⁹²³ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, trente-septième considérant.

⁹²⁴ V., en ce sens, Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, article 21, paragraphe 6, point f). V. aussi, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 15, paragraphe 2, point f).

⁹²⁵ Plus la capacité installée est faible plus le taux d'autoconsommation est élevé. V., en ce sens, YU (H. J. J.), *Public policies for the development of solar photovoltaic energy and the impacts on dynamics of technology systems and markets*, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2016, 331 p., p. 250 ; Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, Décembre 2014, 194 p., p. 44. « L'autoconsommation d'électricité d'origine photovoltaïque », *Avis*, ADEME, Février 2018, 10 p., p. 4.

⁹²⁶ V., en ce sens, Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Accompanying the document "Delivering a New Deal for Energy Consumers", European Commission, 15 July 2015, SWD(2015) 141 final, 14 p., p. 4 ; YU (H. J. J.), *Public policies for the development of solar photovoltaic energy and the impacts on dynamics of technology systems and markets*, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2016, *op. cit.*, p. 250 ; « L'autoconsommation d'électricité d'origine photovoltaïque », ADEME, Février 2018, *op. cit.*, p. 4.

⁹²⁷ V., en ce sens, PONIATOWSKI (L.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n°2016-1059 du 3août 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, Sénat, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 28, article 1^{er} bis.

⁹²⁸ « Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation », *Éléments de réflexion*, CRE, *op. cit.*, p. 11. V., aussi, Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, *op. cit.*, pp.

499. Le stockage permet ainsi d'accroître le degré d'indépendance énergétique des autoconsommateurs en repoussant l'utilisation effective de l'électricité à un moment ultérieur à celui de sa production. L'électricité produite pendant les périodes de faible consommation peut être effectivement accumulée pour des périodes où la production est réduite ou absente (e.g. le soir). Cette association présente non seulement des avantages financiers, en minimisant les coûts d'achat d'énergie à des tarifs élevés, mais contribue également à l'équilibrage global du réseau électrique, en atténuant les variations soudaines de demande et de production.

500. En synchronisant sa consommation avec la production d'électricité, l'autoconsommateur réduit la puissance maximale souscrite⁹²⁹ et l'énergie soutirée du réseau. En plus des économies réalisées sur la facture d'électricité, estimées entre 41% et 74%⁹³⁰, l'ajout d'un dispositif de stockage permettrait également de valoriser autrement l'installation, en participant à des programmes de flexibilité⁹³¹.

501. Du point de vue du réseau, l'association de l'autoconsommation avec un dispositif de stockage d'électricité permet de réduire les congestions et ainsi le besoin de renforcement des réseaux⁹³². En effet, ainsi que le législateur de l'Union l'a reconnu au cinquante-septième considérant de la directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, les actifs de stockage diffus offrent des services de flexibilité considérables au réseau. En s'équipant d'un dispositif de stockage, l'autoconsommateur peut effectivement réduire la quantité d'énergie électrique à

26-27 ; Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2017, 2017, 421 p., point 10.4.3., p. 333.

⁹²⁹ V., en ce sens, PONIATOWSKI (L.), Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le 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, Sénat, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 27, article 1^{er} bis.

⁹³⁰ ZAKERI (B.), CROSS (S.), DODDS (P.E.), CASTAGNETO GISSEY (G.), « Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic with battery energy storage », *Applied Energy*, Volume 290, 15 May 2021, 116697, 35 p., p. 25 ; LIENHART (J.-B.), « Les impacts de l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque sur les coûts de développement et d'exploitation du réseau », *Mémoire*, École des Ponts, *op. cit.*, p. 3.

⁹³¹ V., en ce sens, Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 15, paragraphe 2, point c).

⁹³² V., en ce sens, « Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation », *Éléments de réflexion*, CRE, 19 p., p. 11 ; Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, *op. cit.*, pp. 26-27 ; Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2017, *op. cit.*, point 10.4.3., p. 333 ; « L'intermittence à l'échelle des territoires », *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*, Enedis, 2021, 36 p., point 5.2., p. 29 ; REBENAQUE (O.), *L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque*, Thèse, Université Grenoble Alpes, 2016, 171 p., p. 113.

acheminer vers le réseau, notamment pendant les heures dimensionnantes⁹³³. Le dispositif de stockage permet ainsi de lisser la production dans le temps, permettant à l'autoconsommateur de consommer l'électricité produite par son installation sur une plus large partie de la journée⁹³⁴.

502. Une solution intermédiaire, actuellement au stade de la démonstration, consisterait à utiliser la batterie du véhicule électrique comme dispositif de stockage d'électricité. La batterie du véhicule pourrait ainsi stocker les excédents de production solaire et restituer l'énergie à l'utilisateur, en fonction des besoins de ce dernier, notamment aux heures où le réseau est en tension (par exemple, en soirée). Plus communément appelée « *vehicle-to-home* » (ou « *vehicle-to-building* », lorsqu'il s'agit d'une opération d'autoconsommation collective en immeuble), cette technologie requiert nécessairement une infrastructure de recharge dite bidirectionnelle. En l'état actuel du droit, le décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques⁹³⁵ modifié⁹³⁶, définit la recharge bidirectionnelle comme « *la recharge d'un véhicule électrique ainsi que la restitution éventuelle au réseau électrique d'une partie de l'énergie stockée dans le véhicule*⁹³⁷ ». En principe, les propriétaires de véhicules électriques sont autorisés à restituer l'électricité stockée dans les batteries, aussi bien dans les réseaux publics que privés⁹³⁸. Mais à ce jour, la recharge bidirectionnelle est privée d'effet utile, faute pour le pouvoir réglementaire d'avoir adopté par arrêté les dispositions permettant de déterminer les modalités de restitution au réseau de l'électricité stockée par la batterie des véhicules⁹³⁹.

⁹³³ V., en ce sens, « L'intermittence à l'échelle des territoires », *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050*, Enedis, 2021, 36 p., pt. 5.2., p. 29. V. aussi, « Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation », *Éléments de réflexion*, CRE, *op. cit.*, p. 11.

⁹³⁴ Le laboratoire national du département de l'Énergie des États-Unis rappelle toutefois que l'influence du stockage est nuancée par plusieurs facteurs techniques, tels que la capacité de l'installation ou encore le lieu où elle est implantée (e.g. zone congestionnée). V., "Behind-The-Meter Battery Energy Storage: Frequently Asked Questions", *Energy Storage Toolkit*, Greening the Grid, USAID, NREL, August 2021, 10 p., p. 1.

⁹³⁵ Décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (*JORF*, n° 0011 du 13 janvier 2017).

⁹³⁶ Décret n° 2021-546 du 4 mai 2021 portant modification du décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs (*JORF*, n° 0105 du 5 mai 2021).

⁹³⁷ Décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, article 2, point 8°.

⁹³⁸ *Ibid.*, article 8.

⁹³⁹ *Ibid.*

CONCLUSION DU CHAPITRE 1

503. Le système électrique de demain reposera en grande partie sur les énergies renouvelables variables et intermittentes. Il devra gérer des fluctuations de production significatives sur des échelles de temps allant d'une semaine à une année. Pour garantir le bon fonctionnement de ce système, le développement de solutions de flexibilité devient, dans tous les scénarios, un impératif.

504. Parmi ces solutions, le stockage d'électricité se démarque comme une option particulièrement appropriée pour atténuer les impacts de la variabilité et de l'intermittence inhérentes aux sources d'énergie renouvelable. Il permet de décaler dans le temps la production électrique afin de l'ajuster à la demande, réduisant ainsi la nécessité de recourir aux écrêtements ou aux centrales thermiques, fortement émettrices d'émissions de gaz à effet de serre. Enfin, en réduisant les variations de la production d'énergie renouvelable, le stockage d'électricité contribue à stabiliser les fluctuations des prix de l'électricité tout en améliorant la qualité de l'énergie fournie et la robustesse du système électrique dans son ensemble.

505. L'utilisation du stockage d'électricité dans le cadre de l'autoconsommation présente également un fort intérêt. En s'équipant d'un dispositif de stockage, les autoconsommateurs peuvent réduire leur dépendance au réseau électrique, ce qui se traduit par une plus grande autonomie. Cela offre des avantages économiques, car cela permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité en évitant les achats d'électricité, notamment pendant les périodes de pointe. De plus, le stockage d'électricité diffus présente des avantages pour le réseau électrique en réduisant notamment la demande pendant les heures de pointe, contribuant ainsi à équilibrer le système électrique global.

CHAPITRE 2

DES OBJECTIFS ET UN CADRE DE SOUTIEN À DÉFINIR

506. Le développement du stockage d'électricité est indispensable pour intégrer la production d'électricité renouvelable. Pour encourager cette filière naissante, un soutien public peut être approprié, pour autant que cela n'entraîne pas de distorsion sur le marché intérieur. Ce point de vue n'a pourtant pas toujours été partagé. Si le Gouvernement entend soutenir la filière, la CRE a pu manifester par le passé son désaccord en considérant que « *si les signaux de marché ne permettent pas de donner une valeur suffisante pour rentabiliser les dispositifs de stockage, cela signifie que le besoin associé n'existe pas, qu'il peut être satisfait par d'autres solutions moins coûteuses ou qu'il ne justifie pas l'investissement.*⁹⁴⁰ ». Le régulateur s'est toutefois montré plus clément à l'occasion d'une délibération du 7 avril 2022⁹⁴¹ portant sur le projet de décret organisant les modalités de la procédure d'appel d'offres pour développer le stockage d'électricité, dans laquelle il reconnaît l'intérêt de soutenir la filière qui, malgré des signaux économiques positifs, peine à se développer.

507. Afin de ne pas compromettre ou retarder l'intégration des énergies renouvelables, plusieurs États membres de l'Union européenne, dont la France, ont récemment mis en place des mesures de soutien visant à encourager le stockage d'électricité. En plus du soutien aux installations hybrides et aux installations de stockage situées dans les zones non interconnectées, le stockage bénéficie désormais d'un dispositif de soutien public direct en métropole depuis la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets. Ces mesures, complémentaires aux soutiens indirects destinés aux énergies renouvelables, offrent un cadre relativement complet pour encourager le déploiement du stockage d'électricité en France. Cependant, malgré ces avancées, quelques écueils demeurent, parmi lesquels l'absence de soutien aux autoconsommateurs souhaitant installer un dispositif de stockage d'électricité.

508. Afin d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables, il est crucial d'améliorer et de renforcer les dispositifs de soutien à destination du stockage d'électricité, en veillant à ce qu'ils s'adressent aussi bien aux professionnels (**Section 1**) qu'aux particuliers impliqués dans l'autoconsommation (**Section 2**).

⁹⁴⁰ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, point 3.3.1., p. 23.

⁹⁴¹ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2022 portant avis sur le projet de décret fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité, N° 2022-105, 25 avril 2022, point 1.4., p. 3.

SECTION 1. – LA NÉCESSITÉ DE DONNER AUX OPÉRATEURS DE STOCKAGE « PROFESSIONNELS » DE LA VISIBILITÉ

509. Le soutien public au stockage d'électricité se manifeste principalement en deux étapes : initialement, il se concentre sur la recherche et le développement, puis, dans une phase ultérieure, lors de l'industrialisation. Ces dernières années, le soutien à la recherche et au développement a été progressivement complété par des mesures visant à faciliter le déploiement du stockage d'électricité. Au départ, ces initiatives étaient principalement ciblées sur les zones non interconnectées, mais elles ont depuis été étendues à l'ensemble du territoire métropolitain. Cette évolution découle de la maturité croissante des technologies de stockage, qui les rend désormais exploitables, incitant ainsi les autorités publiques à élargir leur intérêt pour le stockage en complétant le soutien à la recherche et au développement par des mesures favorisant le déploiement. En plus de ces initiatives de soutien direct, l'industrie du stockage peut également bénéficier indirectement des investissements dans les énergies renouvelables, car le soutien à la production d'électricité renouvelable crée une demande croissante pour de nouvelles capacités de stockage, nécessaires pour faire face à l'intermittence et à la variabilité de ces sources d'énergie.

510. Cependant, malgré ces efforts, le secteur du stockage d'électricité connaît un développement encore limité⁹⁴², en raison de divers facteurs. Parmi ces obstacles figurent la volatilité des prix de l'électricité, l'importance des investissements en capital requis, l'évolution constante du cadre réglementaire et le manque d'intégration du stockage dans les objectifs de la politique énergétique, qui freinent la croissance de cette industrie.

511. Pour remédier à cette situation, il semble évident qu'un soutien public, comprenant des aspects financiers, politiques et réglementaires, est nécessaire. Pour atteindre cet objectif, il est impératif de promouvoir le stockage dans le cadre de la politique énergétique (§1) et d'intensifier les mesures de soutien au stockage d'électricité (§2).

⁹⁴² V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2022 portant avis sur le projet de décret fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité, N° 2022-105, 25 avril 2022, point 1.4., p. 3.

§1. – Favoriser le stockage dans la politique énergétique

512. Force est de constater que le développement du stockage progresse à un rythme lent. Les raisons en sont multiples. Tout d'abord, la volatilité des prix de l'électricité sur le marché de gros complique la rentabilité des projets de stockage, qui nécessitent d'importants investissements en capital. Les acteurs économiques peuvent donc hésiter à s'engager dans de tels projets en l'absence d'incitations financières adéquates. De plus, le secteur de l'énergie est en constante évolution, avec des réglementations susceptibles de changer rapidement, créant ainsi une incertitude permanente. Enfin, le stockage d'électricité n'a peut-être pas encore reçu l'attention qu'il mérite dans les objectifs de la politique énergétique.

513. Pour accélérer le développement du stockage d'électricité, il serait judicieux de se concentrer d'abord sur la clarification des objectifs de la politique énergétique (A), avant de mettre en place des objectifs quantitatifs spécifiques pour le stockage (B).

A. Par la clarification des objectifs

514. La stratégie nationale de soutien gagnerait à être précisée. Plusieurs difficultés ont pu effectivement être identifiées, tant en ce qui concerne les dispositifs de soutien à la recherche et au développement qu'à leur déploiement. Les réponses pourraient être trouvées en clarifiant et en renforçant les objectifs de la politique énergétique (1), ainsi que ceux liés à la politique de recherche et de développement (2).

1. Les objectifs de la politique énergétique

515. Dans un contexte d'ouverture à la concurrence⁹⁴³, la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique⁹⁴⁴ a fixé les objectifs et les orientations de la politique énergétique et a défini les axes d'action à privilégier pour les atteindre.

516. Aujourd'hui codifiées à l'article L. 100-2 du code de l'énergie, les orientations de la politique énergétique comprennent notamment le déploiement des moyens de stockage d'énergie. Les dispositions de l'article L. 100-2, 9°, du code de l'énergie, prévoient que pour atteindre les objectifs de la politique énergétique, l'État doit veiller à « *assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins*⁹⁴⁵ ». Néanmoins, un doute persiste sur ce point au regard des circonstances dans lesquelles ces dispositions, issues de l'article 2,

⁹⁴³ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement, et du territoire sur le projet de loi (n° 1586) d'orientation sur l'énergie, Assemblée nationale, 12 mai 2004, n° 1587.

⁹⁴⁴ *JORF*, n°163 du 14 juillet 2005.

⁹⁴⁵ C. énergie, art. L. 100-2, 9°.

cinquième alinéa, de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, ont été adoptées. En effet, au moment de la mise en discussion du projet de loi et de son adoption, le « stockage de l'énergie » était appréhendé de manière restrictive. Par une lecture combinée des dispositions de l'article 6 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005⁹⁴⁶ et des travaux parlementaires qui s'y rattachent⁹⁴⁷, on peut observer que les termes « *stockage de l'énergie* » se limitent au stockage de gaz et de pétrole. Il pourrait néanmoins être envisagé que de telles dispositions s'appliquent aujourd'hui au stockage d'électricité. Cette lecture contemporaine pourrait notamment conduire à reconnaître la mise en place d'objectifs quantitatifs pour développer les capacités de stockage d'électricité. Pour dissiper toute ambiguïté, le ministère de la transition énergétique pourrait utilement clarifier ces dispositions dans une communication externe ou dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie.

517. Parmi les axes d'action à privilégier pour atteindre les objectifs de la politique énergétique, comme prévu à l'article L. 100-2 du code de l'énergie, figure notamment le « *stockage de l'électricité*⁹⁴⁸ ». Cette disposition se limite toutefois au stockage hydraulique, en d'autres termes, aux stations de transfert d'énergie par pompage. Si dans l'étude d'impact du projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables, le Gouvernement considère que les dispositions du point 11° de l'article L. 100-4 du code de l'énergie, lesquelles prévoient que « *la politique énergétique nationale a pour objectif : [...] 11° De favoriser le pilotage de la production électrique, avec pour objectif l'atteinte de capacités installées d'effacements d'au moins 6,5 gigawatts en 2028* », incluent les moyens de stockage d'électricité, les travaux parlementaires du projet de loi relatif à l'énergie et au climat, dont ces dispositions sont issues, ne sont pas aussi intelligibles sur ce point. Bien que les effacements ne soient pas les seuls mécanismes de flexibilité visés, sont principalement ciblées les « *capacités de production pilotables offertes, notamment, par le nucléaire, le gaz et une partie de l'hydroélectricité*⁹⁴⁹ ». À notre connaissance, les échanges parlementaires n'ont jamais fait mention du stockage d'électricité pour ces dispositions, ni même l'amendement dont elles sont issues⁹⁵⁰. Au demeurant, même si les dispositions de l'article L. 100-2, point 9°, du code de l'énergie, prévoient que l'État veille à « *assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie*

⁹⁴⁶ « [...] L'État veille également au développement et à la bonne utilisation des stockages de gaz ainsi qu'au maintien d'un niveau de stock permettant de préserver la sécurité d'approvisionnement en cas d'événement climatique exceptionnel. / En matière pétrolière, l'État veille au maintien d'un outil de raffinage performant et à l'existence de stocks équivalant à près de cent jours de consommation intérieure. ». V., Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, art. 6, neuvième et dixième alinéa.

⁹⁴⁷ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques et du plan (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après déclaration d'urgence, d'orientation sur l'énergie, Sénat, 2 juin 2004, n° 330 ; REVOL (H.), Projet de loi orientation sur l'énergie n° 328 (1ère lecture), Amendement, 330, n°4, 2 juin 2004.

⁹⁴⁸ C. énergie, article L. 100-4, 4° bis.

⁹⁴⁹ Projet de loi relatif à l'énergie et au climat, Sénat, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 17 juillet 2019, p. 11405.

⁹⁵⁰ V., en ce sens, GREMILLET (D.), Projet de loi relatif à l'énergie et au climat, Sénat, Première lecture, Amendement n°470, Article 1^{er}, 16 juil. 2019.

*adaptés aux besoins*⁹⁵¹ », les développements précédents ont montré que ces dispositions restent interprétatives en raison du contexte dans lequel ces dispositions ont été adoptées. Il y aurait donc un intérêt manifeste à modifier les dispositions de l'article L. 100-4 du code de l'énergie pour qu'elles puissent faire explicitement référence au « stockage d'électricité », ou de manière plus générale, au « stockage d'énergie ». L'article L. 100-4 du code de l'énergie pourrait ainsi être complété par un alinéa supplémentaire, lequel pourrait, à titre d'illustration, être rédigé comme suit : « *I.- Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs : [...] 11° bis De favoriser le stockage d'électricité, en veillant à diversifier les technologies de stockage disponibles*⁹⁵² ».

518. De manière complémentaire, le champ de la loi de programmation, prévue à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie, pourrait être étendu à l'ensemble des technologies de stockage d'électricité et non plus au seul stockage des énergies renouvelables et aux stations de transfert d'énergie par pompage. L'article L. 100-1 A du code de l'énergie dans sa version actuellement en vigueur, dernièrement modifiée par la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables⁹⁵³, prévoit que la loi de programmation doit dorénavant déterminer « *les objectifs de développement et de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité [...] pour deux périodes successives de cinq ans. Pour l'électricité d'origine hydraulique, les objectifs de développement et de stockage portent sur l'évolution des capacités [...] des stations de transfert d'électricité par pompage*⁹⁵⁴ ». Ces dispositions constituent manifestement une entorse au principe d'égalité, lequel milite pour un soutien politique en faveur du stockage d'électricité sans procéder à une quelconque distinction entre technologies ou sur l'origine de l'électricité qui est stockée. Confirmant cette observation, un rapport du Sénat sur la souveraineté économique publié en juillet 2022 appelle à ce que toutes les technologies de stockage puissent disposer d'objectifs de déploiement dans cette loi « *dans un souci de complémentarité*⁹⁵⁵ ». Il paraît donc pertinent, sur le plan législatif, de modifier les dispositions de l'article L. 100-1 A précitées pour élargir son champ d'application à l'ensemble des technologies de stockage d'électricité. Il pourrait ainsi être proposé de compléter l'article L. 100-1 A du code de l'énergie par un alinéa supplémentaire, après le sixième alinéa, lequel pourrait être rédigé comme suit : « *4° bis Les objectifs de développement des moyens de stockage d'énergie* ».

⁹⁵¹ C. énergie, article L. 100-2, 9°.

⁹⁵² Proposition soulignée.

⁹⁵³ *JORF*, n° 0060 du 11 mars 2023.

⁹⁵⁴ C. énergie, article L. 100-1 A, I, 3°.

⁹⁵⁵ V., en ce sens, Rapport d'information fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la souveraineté économique de la France, Sénat, 6 juillet 2022, n° 755, p. 133. Sur l'intérêt de la complémentarité : V., Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 190.

2. Les objectifs de la politique de recherche et développement

519. La mission « recherche et développement » (« R&D ») joue un rôle crucial pour le stockage d'électricité.

520. Depuis la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le développement technologique du stockage d'électricité figure parmi les objectifs de la politique de recherche dans le secteur de l'énergie⁹⁵⁶. L'article L. 144-1 A du code de l'énergie, créé par la présente loi, prévoit ainsi qu'« *en cohérence avec les objectifs fixés aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 [du code de l'énergie], la politique de recherche et d'innovation en matière d'énergie veille à : [...] 11° Favoriser le développement des énergies renouvelables dans les départements et les collectivités d'outre-mer, en apportant une attention toute particulière aux études concernant les procédés de stockage et en prenant en compte leurs spécificités climatiques.* ». Force est d'observer la considération limitée accordée par le législateur à l'égard du stockage d'électricité en matière de recherche et développement. Le stockage d'électricité est effectivement appréhendé sous le prisme de la recherche théorique, et ce de manière restrictive, puisqu'elle s'oriente vers des travaux portant uniquement sur les moyens de stockage présents dans les zones non interconnectées. Pour encourager la recherche et le développement dans le domaine du stockage d'électricité, il pourrait être intéressant de modifier les dispositions de l'article L. 141-1 A précitées pour élargir son champ d'application au stockage d'électricité ou, de manière générale, au stockage d'énergie, indépendamment de la zone géographique dans laquelle il se trouve. Il pourrait ainsi être proposé de compléter l'article L. 141-1 A du code de l'énergie par un nouvel alinéa, après le quinzième alinéa, lequel pourrait par exemple être rédigé comme suit : « *12° Favoriser le développement des moyens de stockage d'énergie* ».

521. Dans les faits, le stockage d'électricité connaît un soutien important en matière de R&D.

522. À l'échelle européenne, le stockage d'électricité figure depuis 2007 parmi les priorités⁹⁵⁷ du plan européen stratégique pour les technologies énergétiques⁹⁵⁸ (« *SET Plan* ») qui vise à soutenir la recherche et l'innovation dans des technologies à faible intensité carbonique.

⁹⁵⁶ V., en ce sens, C. énergie, article L. 144-1 A, 11°.

⁹⁵⁷ A European Strategic Energy Technology Plan (SET-PLAN) - 'Towards a low carbon future', European Commission, 22 November 2007, COM(2007) 723 final, p. 10.

⁹⁵⁸ *Ibid.* ; Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan: Accelerating the European Energy System Transformation, European Commission, 15 September 2015, COM(2015) 6317 final. V., notamment, pp. 12-13.

523. L'intérêt du stockage d'électricité a été réaffirmé une décennie plus tard avec la création de l'Alliance européenne pour les batteries. Accusant un retard compétitif à l'égard du stockage électrochimique⁹⁵⁹, le Commissaire européen en charge de l'Union énergétique, M. Šefčovič, a lancé, en 2017, l'Alliance européenne pour les batteries⁹⁶⁰, dans l'idée de parvenir à une filière de batteries européennes, durables, hautement performantes, sûres, réemployables ou *a minima* recyclables⁹⁶¹. À travers une approche intégrée de toute la chaîne de valeur des batteries à usage domestique, automobile et industriel⁹⁶², cette stratégie, couramment qualifiée d'« *Airbus des batteries* », vise à combiner simultanément l'accès aux matières premières et secondaires⁹⁶³, la recherche et l'innovation dans l'ensemble de la chaîne de valeur⁹⁶⁴, la préservation de l'environnement avec une logique circulaire des batteries et le renforcement des compétences. L'on observera toutefois que l'Alliance européenne pour les batteries essuie quelques griefs. Dans un rapport de la Cour des comptes européenne, sur la politique industrielle européenne en matière de batteries, publié le 19 juin 2023, les auditeurs ont effectivement relevé des « *insuffisances en matière de suivi, de coordination et de ciblage* » et constaté, une nouvelle fois⁹⁶⁵, que l'accès aux matières premières reste l'un des défis stratégiques « *majeur*⁹⁶⁶ » pour l'Union. Les auditeurs constatent par ailleurs que les objectifs stratégiques du plan d'action sont « *dépourvus de valeurs cibles quantifiées et des échéances*

⁹⁵⁹ Alors que la demande mondiale de cellules de batteries est en pleine croissance, l'Union ne représente aujourd'hui que 3% des parts du marché mondial de la production de cellules de batteries, en comparaison aux 84% de la zone Asie-Pacifique. Ceci est d'autant plus à mettre en exergue face aux 50 % des exploitations minières mondiales de lithium et de cobalt que possède la Chine. V., Véhicules électriques : quels projets européens pour la production de batteries ?, Vie publique, 9 février 2021, Site internet [<https://www.vie-publique.fr/en-bref/273107-vehicule-electrique-projets-europeens-pour-la-production-de-batteries>]; Soutien de l'UE au stockage de l'énergie, Cour des comptes européenne, Document d'information, Avril 2019, 53 p., points 28-29, p. 18.

⁹⁶⁰ Statement by Vice-President for Energy Union Maroš Šefčovic following the high-level meeting on battery development and production in Europe, European Commission, Brussels, 11 October 2017 ; Europe on the move - Sustainable Mobility for Europe: safe, connected and clean, European Commission, Annex 2, 17 June 2018, COM(2018) 293 final.

⁹⁶¹ V., en ce sens, Rapport sur la mise en œuvre du plan d'action stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique des batteries en Europe, Commission européenne, COM(2019), 9 avril 2019, 19 p. et annexe. V., aussi, Avis sur le rapport sur la mise en œuvre du plan d'action stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique des batteries en Europe, CESE, TEN/696, Plan d'action stratégique relatif aux batteries, 17 juillet 2019, 10 p.

⁹⁶² V., en ce sens, BONNET (C.), COPINSCHI (P.), HAFNER (M.) et al., L'alliance européenne des batteries : enjeux et perspectives européennes, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, Décembre 2020, *op. cit.*, p. 57 ; Rapport sur la mise en œuvre du plan d'action stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique des batteries en Europe, Commission européenne, 9 avril 2019, COM(2019) 176 final.

⁹⁶³ *E.g.* les matières recyclées.

⁹⁶⁴ Matériaux avancés, nouvelles chimies, procédés de fabrication, systèmes de gestion de batteries, recyclage, innovations dans les modèles commerciaux. V., L'Europe en mouvement – Une mobilité durable pour l'Europe : sûre, connectée et propre, Annexe, Commission européenne, COM(2018) 293 final, 17 mai 2018.

⁹⁶⁵ Soutien de l'UE au stockage de l'énergie, Cour des comptes européenne, Document d'information, Avril 2019, 53 p., point 82, p. 42.

⁹⁶⁶ La politique industrielle de l'UE en matière de batteries - Un nouvel élan stratégique est nécessaire, Cour des comptes européenne, Rapport spécial 15/2023, Juin 2023, 70 p., p. 50, point 84.

*correspondantes*⁹⁶⁷ ». Le rapport propose plusieurs recommandations afin de parvenir à une filière européenne des batteries résiliente⁹⁶⁸, parmi lesquelles figurent notamment le renforcement du suivi ou encore de la coordination⁹⁶⁹ et le ciblage des financements européens⁹⁷⁰.

524. De son côté, la Commission européenne invite les États membres à soutenir davantage la R&D des technologies innovantes, comme le stockage d'électricité, pour accélérer la transition énergétique de l'Union⁹⁷¹. Dans une communication « Plan REPowerEU » du 18 mai 2022, la Commission a d'ailleurs annoncé l'augmentation des soutiens financiers pour la fabrication des technologies de stockage d'électricité pour accélérer la production de batteries en Europe⁹⁷². Pour remédier en partie au manque de matières premières critiques, la Commission a proposé deux nouveaux projets de textes⁹⁷³, publiés en mars 2023, en vue de renforcer un peu plus l'approvisionnement des matières premières critiques et la capacité de production des batteries dans l'Union.

525. À cela, s'ajoute un soutien à certains projets de stockage qui ont pu être reconnus en tant que projets importants d'intérêt européen commun⁹⁷⁴ (« PIIEC ») et projets d'intérêt commun⁹⁷⁵ (« PIC »). Ils ont pu bénéficier, à ce titre, d'une souplesse dans les procédures d'autorisation ainsi que d'un soutien financier [**Tableau n°2**].

⁹⁶⁷ *Ibid.*, point 86, p. 50.

⁹⁶⁸ *Ibid.*, pp. 50-54

⁹⁶⁹ *Ibid.*, p. 53.

⁹⁷⁰ *Ibid.*, p. 54.

⁹⁷¹ Plan REPowerEU, Commission européenne, COM(2022) 230 final, 18 mai 2022, 24 p., *op. cit.*, p. 12.

⁹⁷² *Ibid.*, p. 11.

⁹⁷³ V., en ce sens, Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» (règlement pour une industrie «zéro net»), Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 161 final ; Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques et modifiant les règlements (UE) n° 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 et (UE) 2019/1020, Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 160 final.

⁹⁷⁴ V., en ce sens, « Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest », European Commission, DG Competition, Unit H2 - R&D&I, IPCEI and Environment, 18 February 2020, 8 p. [https://www.ipcei-batteries.eu/fileadmin/Files/downloads/Lessons_learned_IPCEI_Batteris_EU.pdf].

⁹⁷⁵ Pour réaliser les objectifs du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne en matière de politique énergétique, c'est-à-dire assurer le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans l'Union, mais aussi promouvoir le développement des énergies nouvelles et renouvelables, le règlement n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (*JOUE*, n° L 115, 25 avril 2013, p. 39–75) établit des règles pour la définition et le développement utile de projets d'intérêt commun (PIC). Les PIC « *sont des projets d'infrastructure essentiels visant à achever le marché européen de l'énergie afin d'aider l'UE à atteindre ses objectifs en matière de politique énergétique et de climat: une énergie abordable, sûre et durable pour tous les citoyens, ainsi que la décarbonation à long terme de l'économie conformément à l'accord de Paris.* » (V., Questions et réponses sur les projets d'intérêt commun (PIC) dans le domaine de l'énergie et sur l'objectif

526. À l'échelle nationale, le soutien au stockage d'électricité s'est ouvert dès 2014 dans le cadre du plan d'investissement « *La nouvelle France Industrielle* »⁹⁷⁶. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a inclus le stockage d'électricité parmi les objectifs de la politique de recherche dans le secteur de l'énergie⁹⁷⁷. Dans les faits, le soutien s'est manifesté à travers différents plans d'investissement⁹⁷⁸, au premier chef le Programme d'Investissements d'Avenir (« PIA »), piloté par le Secrétariat général pour l'investissement, avec le Ministère de la Transition écologique et solidaire, le Ministère de l'Enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation et le Ministère de l'Économie [Tableau n°3] et d'un soutien réglementaire, via le bac à sable réglementaire piloté par la Commission de régulation de l'énergie⁹⁷⁹. Depuis la création de l'Alliance européenne pour les batteries en 2017, la France a accéléré son soutien au déploiement d'une filière de production de batteries, à travers la création d'une filière de fabrication franco-allemande, la mise en œuvre du Plan Batteries en 2018 et l'institution d'un programme de recherche⁹⁸⁰, intégré au plan d'investissement « France 2030 ».

527. Si les batteries bénéficient d'un soutien important, la politique de R&D fait plus ou moins abstraction des autres technologies de stockage. C'est notamment le cas du stockage d'électricité par hydrogène (« *power-to-gas-to-power* »). Cette technologie a le grand intérêt de permettre le stockage de l'électricité sur de longues périodes. Si l'Union européenne considère qu'il s'agit d'une technologie nécessaire pour la transition énergétique⁹⁸¹, la politique nationale

d'interconnexion des réseaux électriques, Commission européenne, Bruxelles, le 24 novembre 2017, MEMO/17/4708, 5 p., p. 1.).

⁹⁷⁶ V., en ce sens, *La nouvelle France Industrielle - Présentation des feuilles de route des 34 plans de la nouvelle France industrielle*, Le Gouvernement, 2014, 77 p., pp. 13-14.

⁹⁷⁷ V., en ce sens, C. énergie, article L. 144-1 A, 11°.

⁹⁷⁸ V., en ce sens, *La nouvelle France Industrielle - Présentation des feuilles de route des 34 plans de la nouvelle France industrielle*, Le Gouvernement, 2014, 77 p., pp. 13-14.

⁹⁷⁹ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 mars 2021 portant décision sur l'octroi des dérogations des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du premier guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat, N°2021-59, 24 mars 2021, point 3.1.1., pp. 5-6.

⁹⁸⁰ « Programme et Équipements Prioritaires de Recherche » (PEPR) dédié aux batteries, piloté par le Centre national de la recherche scientifique (CNRS) et le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). V., en ce sens, *France 2030 : 600 millions d'euros pour de nouveaux programmes de recherche - Les lauréats de la seconde vague d'appels à projets des programmes et équipements prioritaires de recherche (PEPR)*, Gouvernement et Agence nationale de la recherche, Dossier de presse, Juillet 2022, 22 p., p. 6 ; *Programme et Équipement Prioritaire de Recherche Batteries « Appel à projets Batteries »*, Gouvernement et Agence nationale de la recherche, 13 p., 15 novembre 2022.

⁹⁸¹ V., en ce sens, *Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system*, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 2.2., p. 14 ; *Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre*, Commission européenne, 8 juillet 2020, COM(2020) 301 final, p. 1 ; *Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, soixante quatrième considérant* ; *Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre*, Commission européenne, 8 juillet 2020, COM(2020) 301 final, point 5 ; *Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des*

de R&D en fait quasiment abstraction⁹⁸². Pour y remédier, il pourrait être suggéré, dans un premier temps, de doter la France d'une stratégie cohérente pour développer cette technologie « *indispensable*⁹⁸³ » à l'équilibre du système électrique. Les pouvoirs publics pourraient inscrire, à l'issue de la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des objectifs de démonstrateurs⁹⁸⁴. Une telle initiative a déjà été présentée pour des projets pilotes convertissant l'électricité en gaz (« *power-to-gas* »)⁹⁸⁵. Dans un second temps et à l'issue du retour d'expérience des démonstrateurs, des objectifs de développement pourraient être inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les autres technologies devraient pouvoir bénéficier d'un traitement équivalent, en raison de leurs atouts pour le système électrique.

B. Par le chiffrage des objectifs

528. Au niveau européen, il n'existe à ce jour aucune disposition imposant aux États membres d'élaborer des objectifs chiffrés relatifs au développement des moyens de stockage d'électricité. Pourtant, l'établissement d'objectifs chiffrés en matière de stockage d'électricité trouverait plusieurs justifications. Le stockage d'électricité est une flexibilité essentielle pour la transition énergétique, si bien que la Commission européenne considère que le déploiement de la production d'électricité renouvelable « *n'atteindra pas son plein potentiel*⁹⁸⁶ » sans un développement soutenu du stockage d'électricité. L'établissement d'objectifs quantifiés permettrait en outre de renforcer la confiance des investisseurs en leur offrant de la visibilité sur les perspectives économiques de la filière. Enfin, le marché intérieur de l'électricité s'appuie sur un cadre juridique propice au développement du stockage d'électricité. Le règlement 2019/943 et la directive 2019/944 établissent une série de mesures en vue de soutenir le développement du stockage dans l'Union, dont ils en reconnaissent l'intérêt⁹⁸⁷.

529. Sensible aux difficultés d'approvisionnement énergétique comme à la nécessité de pouvoir disposer d'une fourniture énergétique provenant de source renouvelable, le législateur de l'Union a jugé utile, dans le cadre du paquet législatif « Ajustement à l'objectif

gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène, Commission européenne, 15 décembre 2021, COM(2021) 803 final, article 51, paragraphe 3.

⁹⁸² V., en ce sens, Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, Gouvernement, 8 septembre 2020, *op. cit.*, 15 p. ; CLAUSE (E.), LARROUTUROU (B.), ROSTAGNAT (M.) et al., Sécurité du développement de la filière Hydrogène, IGEDD et CGE, Novembre 2022, 110 p., point 1.2., p. 11.

⁹⁸³ Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 9, point 9.2., p. 445.

⁹⁸⁴ V., en ce sens, CUEUGNIET (J.), DURVILLE (J.-L.), GAZEAU (J.-C.) et al., *Filière hydrogène-énergie*, CGEDD et CGEJET, Rapport d'inspection, 16 septembre 2015, 161 p., p. 7, Recommandation n°2.

⁹⁸⁵ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 3.4.3., p. 109.

⁹⁸⁶ Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, SWD(2023) 57 final, 14 mars 2023, *op. cit.*, p. 3.

⁹⁸⁷ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, septième considérant et Directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, treizième considérant.

55 », d'envisager des mesures visant à quantifier les capacités de stockage d'électricité nécessaires à la transition énergétique. La directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001 prévoit un objectif visant à ce que 5% de la nouvelle capacité d'énergie renouvelable soit issue de technologies innovantes⁹⁸⁸. Pour l'association européenne du stockage d'énergie⁹⁸⁹, cette mesure est pleinement « *appropriée*⁹⁹⁰ », puisqu'elle fixe un cap clair tout en offrant une certaine flexibilité aux États membres, lesquels restent libres de déterminer les technologies innovantes qu'ils entendent privilégier⁹⁹¹. Le législateur de l'Union avait inscrit dans la révision de la directive 2018/2001 une mesure additionnelle qui avait pour objectif de contraindre les États membres à élaborer des objectifs nationaux indicatifs pour les technologies de stockage d'énergie d'ici 2030⁹⁹². Mais cette proposition a été supprimée au cours des travaux parlementaires. Un rapport de la Commission ITRE du 15 mai 2023 remis au Parlement européen, listant les amendements de compromis relatifs à la proposition de règlement de la Commission européenne visant à réformer les règles relatives au marché intérieur de l'électricité, a néanmoins proposé de reprendre cet objectif et de le rendre contraignant. Cette mesure serait de nature à stimuler le développement du stockage d'électricité et à inciter éventuellement les États membres à mettre en place des soutiens publics pour développer la filière.

530. Au niveau national, la France est plutôt en avance, même si les objectifs chiffrés de développement du stockage d'électricité se sont jusqu'ici limités aux stations de transfert d'énergie par pompage.

531. En droit interne, au même titre que pour les moyens de production d'électricité, les objectifs en matière de stockage se sont formulés dans le cadre des programmations pluriannuelles de l'énergie.

532. C'est le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie⁹⁹³ qui a été le premier texte à édicter des objectifs quantitatifs

⁹⁸⁸ Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, article premier, 2), a).

⁹⁸⁹ European Association for storage of energy ("EASE").

⁹⁹⁰ 5% of new capacity from "Innovative" Renewable Energy: A necessary and do-able enhancement to the Renewable Energy Directive, EASE, 20 October 2022, 12 p., p. 3.

⁹⁹¹ *Ibid.*, p. 8.

⁹⁹² V., en ce sens, Amendments adopted by the European Parliament on 14 September 2022 on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652 (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD))(1), European Parliament, 14 September 2022, article 1, (2), (a).

⁹⁹³ *JORF*, n° 0252 du 28 octobre 2016.

concernant le stockage d'électricité. L'article 3 dudit décret prévoit « *d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030*⁹⁹⁴ ». La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 faisait le constat qu'avec l'essor des énergies renouvelables intermittentes et variables, le système électrique nécessiterait de disposer de nouvelles capacités de flexibilités, y compris de stockage, pour faire face aux variations de l'offre et de la demande⁹⁹⁵. Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie⁹⁹⁶ a repris cet objectif, en le précisant⁹⁹⁷.

533. Faut-il observer toutefois que ni la programmation pluriannuelle de l'énergie, ni son décret d'application, ne planifient des objectifs de déploiement pour les autres technologies de stockage. Pourtant, l'inscription préalable d'objectifs de développement de moyens de stockage dans la programmation pluriannuelle de l'énergie ou dans le bilan prévisionnel de RTE demeure un prérequis à la mise en œuvre des appels d'offres « stockage » définis à l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie. Si l'on s'en tient aujourd'hui à ces documents, seules les stations de transfert d'énergie par pompage sont susceptibles de bénéficier d'un tel soutien. Cette situation se constate également dans les zones non interconnectées. Malgré l'intérêt du stockage dans ces territoires, qui doivent faire face à la variabilité de la production renouvelable, dont les impacts sont plus importants qu'en métropole, les programmations pluriannuelles de l'énergie de ces territoires ne prévoient pas d'objectifs de développement du stockage d'électricité, à l'exception toutefois de la Martinique⁹⁹⁸.

534. La volonté de soutenir le stockage d'électricité au moyen d'objectifs quantifiés s'est récemment manifestée au niveau législatif. La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables a modifié l'article L. 100-1 A du code de l'énergie⁹⁹⁹ qui prévoit dorénavant que la loi de programmation prévue par le même article doit intégrer des « *objectifs de développement [...] de stockage des énergies renouvelables pour l'électricité*¹⁰⁰⁰ », ainsi que des « *objectifs de développement [...] des stations de transfert*

⁹⁹⁴ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, article 3, III.

⁹⁹⁵ « Volet relatif à l'offre », in *Programmation pluriannuelle de l'énergie*, Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer, 2016, 85 p., p. 10.

⁹⁹⁶ *JORF*, n° 0099 du 23 avril 2020.

⁹⁹⁷ La France doit « *engager d'ici 2028 des projets de stockage sous forme de station de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035* ». V., Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, article 3, I. V., aussi, *Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028*, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 194.

⁹⁹⁸ V., en ce sens, Décret n° 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique (*JORF*, n°0232 du 7 octobre 2018), articles 4 et 6.

⁹⁹⁹ Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, article 89, V.

¹⁰⁰⁰ C. énergie, article L. 100-1 A, I, 3°.

*d'électricité par pompage*¹⁰⁰¹ ». Il est intéressant d'observer que le libellé de l'article L. 100-1 A du code de l'énergie est exclusivement destiné au « *stockage des énergies renouvelables* » et « *stations de transfert d'électricité par pompage* ». Les autres technologies de stockage ne sont pas concernées, ce qui pourrait *in fine* ralentir le développement des technologies de stockage non visées. Pourtant, des objectifs neutres sur le plan technologique permettraient d'assurer l'égalité entre les différents opérateurs de stockage d'électricité. La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2019 met en avant l'importance de disposer d'un éventail de technologies de stockage pour répondre aux différents besoins du système électrique¹⁰⁰².

535. À cet égard, trois propositions peuvent être formulées pour accélérer le déploiement du stockage d'électricité au moyen d'objectifs chiffrés, clairs et qui respecteraient la neutralité technologique.

536. Une première suggestion consisterait à réécrire l'article L. 100-4 du code de l'énergie qui, dans sa version en vigueur, ne comporte aucun objectif de développement de stockage d'électricité à la différence des moyens de production¹⁰⁰³ ou de flexibilité¹⁰⁰⁴. Dans les paragraphes précédents, il a été proposé de compléter l'article L. 100-4 par un alinéa supplémentaire qui pourrait être rédigé comme suit : « *I.- Pour répondre à l'urgence écologique et climatique, la politique énergétique nationale a pour objectifs : [...] 11° bis De favoriser le stockage d'électricité, en veillant à diversifier les technologies de stockage disponibles*¹⁰⁰⁵ ». Cet objectif politique pourrait être complété par un objectif quantifié, exprimé en puissance installée, par exemple. La proposition mentionnée *supra* pourrait ainsi être rédigée comme suit : « *11° bis De favoriser le stockage d'électricité, en veillant à diversifier les technologies de stockage disponibles, avec pour objectif de porter les capacités installées de stockage à au moins [capacités] en [date]*¹⁰⁰⁶ ». Cette évolution législative permettrait de donner un signal fort aux opérateurs économiques et de susciter des investissements dans de nouvelles capacités de stockage d'électricité. Elle permettrait au demeurant de justifier la mise en œuvre par les pouvoirs publics soutiens publics si ces derniers s'avèrent nécessaires pour atteindre les objectifs, à l'instar de ce qui est prévu pour les moyens de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

537. Une deuxième suggestion, qui fait écho aux précédents développements, consisterait à inscrire des objectifs de développement de stockage d'électricité dans la loi déterminant les objectifs et les priorités d'actions de la politique énergétique nationale définis

¹⁰⁰¹ *Ibid.*

¹⁰⁰² Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6., pp. 190-192.

¹⁰⁰³ V., en ce sens, C. énergie, article L. 100-4, I, 4°, 4° ter.

¹⁰⁰⁴ V., en ce sens, C. énergie, article L. 100-4, I, 11°.

¹⁰⁰⁵ Mots surlignés ajoutés.

¹⁰⁰⁶ Mots surlignés ajoutés.

à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie. Dans les paragraphes précédents¹⁰⁰⁷, il avait été question de modifier l'article L. 100-1 A afin que la loi de programmation détermine des objectifs généraux de développement de stockage d'électricité et ne se limite plus au « *stockage des énergies renouvelables*¹⁰⁰⁸ » et aux stations de transfert d'énergie par pompage¹⁰⁰⁹. Dans cette droite ligne, il a été proposé de modifier l'article L. 100-1 A afin d'y inscrire un objectif général de développement du stockage d'électricité. Cette position est d'ailleurs partagée par le Sénat, qui, dans un rapport d'information consacré à la souveraineté économique de la France du 6 juillet 2022, a invité les pouvoirs publics à « *intégrer pleinement le stockage de l'énergie à la planification énergétique*¹⁰¹⁰ », en veillant particulièrement « *à couvrir l'ensemble des modes de stockage*¹⁰¹¹ ».

538. Une troisième suggestion serait que la programmation pluriannuelle de l'énergie envisage des objectifs correspondants, dans la mesure du possible, aux différentes technologies de stockage d'électricité. En cohérence avec les objectifs législatifs de développement de stockage d'électricité, qui seraient, en toute hypothèse, inscrits à l'article L. 100-4 du code de l'énergie et dans la loi de programmation définie à l'article L. 100-1 A, il serait pertinent que la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie fixe, pour chaque famille de technologie, les besoins en capacités à développer sur le territoire métropolitain. Rappelons effectivement qu'aux termes de l'article L. 141-1 du code de l'énergie, la programmation pluriannuelle de l'énergie a pour objet de définir « *les modalités 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 ainsi que par la loi prévue à l'article L. 100-1 A.*¹⁰¹² ». Pour les technologies de stockage qui éventuellement ne bénéficieraient pas d'objectifs, relevons enfin l'intérêt de prévoir un objectif indicatif général, toutes technologies confondues. Cette mesure aurait l'avantage d'envoyer un signal positif aux investisseurs concernés et éviterait tout retard industriel dans le développement des technologies éventuellement évincées par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

§2. – Renforcer les soutiens au stockage

539. En France métropolitaine, le stockage d'électricité bénéficie depuis 2021 d'un soutien direct de la part de l'État, une initiative motivée par la reconnaissance de ses nombreux avantages. La loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique

¹⁰⁰⁷ V., en ce sens, paragraphe 519.

¹⁰⁰⁸ C. énergie, article L. 100-1 A, 3°.

¹⁰⁰⁹ *Ibid.*

¹⁰¹⁰ Rapport d'information fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la souveraineté économique de la France, Sénat, 6 juillet 2022, n° 755, p. 132.

¹⁰¹¹ *Ibid.*, p. 133.

¹⁰¹² *Ibid.*

et renforcement de la résilience face à ses effets a effectivement introduit un mécanisme de soutien sous forme d'appel d'offres spécifiquement destiné au stockage d'électricité.

540. En plus de ce soutien, le stockage d'électricité bénéficie également d'un soutien indirect qui peut avoir un impact significatif sur le développement de la filière. Outre la politique visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne), qui augmente les coûts de fonctionnement des centrales thermiques, rendant le stockage plus compétitif, la politique visant à soutenir les énergies renouvelables suscite de nouveaux besoins en stockage d'électricité. Cependant, il est important de noter que cette dernière politique de soutien présente quelques pierres d'achoppement susceptibles de freiner le développement du stockage d'électricité. Tel est notamment le cas du mécanisme des garanties d'origine dont les règles de fonctionnement pourraient constituer un frein au développement de ce dernier.

541. Pour stimuler davantage le développement du stockage d'électricité, il pourrait être envisagé de renforcer les soutiens directs en faveur du stockage d'électricité **(A)** et de repenser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables **(B)**. Cette approche permettrait d'accélérer le développement du stockage d'électricité tout en garantissant la transition vers un système énergétique plus durable.

A. Les soutiens directs

542. Aujourd'hui, la filière du stockage d'électricité peut bénéficier d'un soutien au déploiement tant en métropole que dans les zones non interconnectées. L'objectif du soutien dédié au déploiement dans les zones non interconnectées est d'accompagner les systèmes électriques insulaires qui doivent progressivement intégrer une part croissante de production d'électricité renouvelable intermittente. Le soutien consiste à appliquer un taux de rémunération du capital immobilisé fixé par la CRE après évaluation du coût complet de l'installation de stockage dans la zone en question¹⁰¹³. Contrairement au soutien destiné aux zones non

¹⁰¹³ V., Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 (*JORF*, n°0304 du 30 décembre 2012), article 60. V., aussi, C. énergie, article L. 121-7, 2°, b) ; Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2017-070, 6 avril 2017 ; Décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie (*JORF*, n°0042 du 19 février 2016). La compensation est versée mensuellement par le gestionnaire de réseau de distribution de la zone concernée et est composée de deux parts. La première, fixe, rémunère la disponibilité de l'installation sur la base de ses coûts fixes et fait l'objet d'un système de bonus/malus et de pénalités (V., en ce sens, Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, *op. cit.*, p. 14, point 4.2). Les pénalités sont imputables à l'opérateur de stockage lorsque le gestionnaire de réseau est face à une indisponibilité non programmée, un démarrage non réussi, à la non-tenue de la puissance spécifiée, ou encore à un temps de réponse excédant le plafond contractuel (*Ibid.*, p. 15, point 4.5). La seconde, variable, rémunère l'énergie injectée et soutirée sur le réseau public de distribution sur la base des

interconnectées, le soutien en métropole s'inspire des dispositions en vigueur pour l'électricité d'origine renouvelable. L'article L. 352-1-1 du code de l'énergie donne ainsi la possibilité au ministre chargé de l'énergie de recourir à des appels d'offres lorsque les capacités de stockage ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 du code de l'énergie ou lorsque le bilan prévisionnel mentionné à l'article L. 141-8 du code de l'énergie met en avant des besoins de flexibilité. Bien que ce mécanisme n'ait pas encore été mis en œuvre, les modalités réglementaires soulèvent à ce jour plusieurs questions.

543. Parallèlement à ce dispositif de soutien, qui jouera un rôle clé dans le développement du stockage en France, les autorités ont annoncé en 2023 leur intention d'étudier la mise en place d'un soutien spécifique aux stations de transfert d'énergie par pompage, réputées indispensables pour mener à bien la transition énergétique en France.

544. Des éléments qui précèdent, nous concentrerons l'analyse sur l'appel d'offres « stockage », qu'il est impératif de consolider afin d'établir un environnement propice au développement efficient du stockage d'électricité en France (1). Il conviendra enfin de se pencher sur le dispositif de soutien envisagé par les pouvoirs publics, qui vise à instaurer un soutien dédié aux installations de stockage par pompage d'énergie (2).

1. La consolidation de l'appel d'offres « stockage »

545. Après avoir mis en exergue les défauts rencontrés (a), il conviendra de suggérer quelques ajustements pour consolider l'appel d'offres « stockage » (b).

a) Les défauts rencontrés

546. Pour répondre aux besoins de flexibilité nécessaires à l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et variables, le législateur a inscrit dans la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets¹⁰¹⁴ la possibilité pour le ministre chargé de l'énergie de recourir à des appels d'offres en vue de développer de nouvelles capacités de stockage d'électricité. En vertu de l'article 85 de la loi n° 2021-1104, codifié à l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie, lorsque les capacités de stockage d'électricité ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de

coûts variables (*Ibid.*, p. 14, point 4.2). Enfin, de manière générale, relevons que les installations hybrides (*Ibid.*, p. 3) et les installations de stockage d'électricité dont le propriétaire est un opérateur de stockage privé bénéficient également de ce guichet (V., C. énergie, article R. 121-28, III ; Délibération de la CRE du 30 mars 2017, p. 2 : « [la méthodologie que la CRE appliquera pour l'examen des projets d'ouvrages de stockage dans les ZNI destinés à être appelés en injection et en soutirage par le GRD] concerne aussi bien les projets portés par la même société que le GRD, que ceux portés par des tiers. »).

¹⁰¹⁴ JORF, n° 0196 du 24 août 2021.

l'énergie ou que le bilan prévisionnel élaboré par RTE met en évidence des besoins de flexibilité, le ministre chargé de l'énergie a la possibilité de recourir à la procédure d'appel d'offres. L'amendement dont sont issues ces dispositions précise que ce dispositif doit faciliter le développement du stockage d'électricité « *pour réduire le décalage temporel entre la production et la consommation d'électricité, assurer la stabilité du réseau et se prémunir des risques de black-out.*¹⁰¹⁵ ». Un décret simple¹⁰¹⁶, pris après avis de la CRE, doit définir les modalités du dispositif.

547. L'analyse des dispositions se référant à l'appel d'offres « stockage » fait ressortir plusieurs défauts qui peuvent ci-après être présentés.

548. Tout d'abord, l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie prévoit que la rémunération des capitaux immobilisés ne doit pas excéder une « *rémunération normale*¹⁰¹⁷ » compte tenu des risques inhérents à l'activité. Or, à ce jour, ni le législateur ni l'autorité administrative ne sont intervenus pour déterminer les coûts pris en considération pour apprécier la rentabilité des installations.

549. Ensuite, l'absence de la CRE dans l'organisation et la mise en œuvre du dispositif de soutien paraît contestable à plusieurs égards.

En l'état actuel du droit, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité reste maître dans l'organisation de l'appel d'offres « stockage ». La loi charge RTE d'organiser la concertation entre les différents acteurs concernés¹⁰¹⁸ sur les modalités techniques de mise à disposition des flexibilités sur le système électrique, selon les orientations fixées par l'autorité administrative. Il est chargé ensuite de proposer les modalités techniques de l'appel d'offres à l'autorité administrative. Il est tenu d'analyser les offres et de proposer un classement, selon une procédure concurrentielle, non discriminatoire et transparente. Toutefois, seule l'autorité administrative est chargée de désigner le ou les candidat(s) retenu(s). Enfin, le gestionnaire de réseau public de transport d'électricité conclut avec le ou les candidat(s) retenu(s) un contrat, lequel doit notamment prévoir le montant du soutien¹⁰¹⁹.

À l'inverse, le rôle de la CRE dans l'organisation et la mise en œuvre de l'appel d'offres « stockage » reste très limité. En vertu du premier alinéa de l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie, l'autorité de régulation n'a qu'un rôle consultatif. Elle est en effet amenée à donner son avis sur le projet de décret pris pour l'application de l'article L. 352-1-1 du code de

¹⁰¹⁵ V., en ce sens, Amendement, Le Gouvernement, 8 avril 2021, Assemblée nationale, Première lecture, n° 3995, adopté par la commission spéciale, sur le projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (n°3875 rectifié).

¹⁰¹⁶ L'on remarquera que le décret qui est pris en application de l'article L. 311-10 du code de l'énergie, relatif à la procédure d'appel d'offres pour développer les capacités de production, est un décret en Conseil d'État.

¹⁰¹⁷ C. énergie, article L. 352-1-1, troisième alinéa.

¹⁰¹⁸ Opérateurs de stockage, gestionnaires de réseau public de distribution d'électricité.

¹⁰¹⁹ Pour ce faire, RTE doit tenir compte du résultat de l'appel d'offres.

l'énergie. Cette démarche peut être légitimement critiquable. Outre le fait que la CRE intervienne déjà dans l'organisation de la procédure d'appel d'offres destinée à la production d'électricité renouvelable¹⁰²⁰, un rôle plus actif pourrait se justifier, notamment en raison du financement des coûts supportés par RTE pour la mise en œuvre du dispositif. L'article L. 121-8-2 du code de l'énergie prévoit effectivement que « *les charges imputables aux missions de service public comprennent les coûts supportés par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité résultant de la mise en œuvre des appels d'offres incitant au développement des capacités de stockage d'électricité mentionnés à l'article L. 352-1-1.*¹⁰²¹ »

En toute logique donc, la CRE devrait avoir la charge d'évaluer le montant de ces charges, comme elle le fait déjà pour les autres dispositifs de soutien, en vertu de l'article L. 121-9 du code de l'énergie. Cependant, il se pourrait qu'elle soit amenée à évaluer ces charges lors de l'examen de la déclaration de charges soumise par le gestionnaire de réseau pour se faire rembourser les coûts qu'il a engagés.

550. Relevons au demeurant et à titre subsidiaire, l'absence de toute référence de l'article L. 121-8-2 du code de l'énergie dans les dispositions de l'article L. 121-9 du même code, relatives à l'évaluation des charges de service public de l'énergie. La CRE ne peut donc pas évaluer le montant des charges imputables à l'organisation de l'appel d'offres « stockage ». Cette situation est d'autant plus contestable que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs qui les supportent sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par ces derniers, dont la CRE en établit les règles.

b) Les ajustements nécessaires

551. Aujourd'hui, les opérateurs de stockage d'électricité peuvent participer aux différents marchés de l'électricité pour offrir leurs services. Parmi les marchés sur lesquels ils interviennent figurent le marché où s'échangent les capacités et les marchés de flexibilités locales, organisés par les gestionnaires de réseaux. Les opérateurs de stockage se voient ainsi rémunérés, soit pour l'énergie qu'ils fournissent, soit pour la capacité disponible qu'ils mettent à disposition des gestionnaires de réseaux. L'introduction d'un appel d'offres dédié au stockage d'électricité s'ajoute, de manière complémentaire à ces mécanismes de marché. Si l'objet de ce dispositif de soutien a été précisé dans les travaux préparatoires de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets¹⁰²², la rémunération dédiée n'a, pour l'heure, pas été précisée. Des interrogations subsistent quant à la forme du soutien.

¹⁰²⁰ V., en ce sens, C. énergie, articles L. 311-10 et s. et articles R. 311-13 et s.

¹⁰²¹ C. énergie, article L. 121-8-2.

¹⁰²² V., en ce sens, paragraphe 547.

552. Il conviendrait alors de préciser le champ d'application, tout en veillant à la bonne articulation entre les différents mécanismes de marché (i). Puis, dans ce droit-fil, il conviendrait de veiller à ce que la rémunération envisagée tienne suffisamment compte des bénéfices apportés au réseau par les opérateurs de stockage et puisse être évaluée par la CRE selon une procédure transparente et objective (ii).

i) Un champ d'application à préciser

553. La loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets est venue soutenir la filière du stockage d'électricité en prévoyant la possibilité, pour l'autorité administrative, de lancer des appels d'offres en vue de développer de nouvelles capacités de stockage.

554. Ce dispositif est, à différents degrés, susceptible d'empiéter sur certains mécanismes de marché.

555. Les dispositions de l'article D. 352-3 du code de l'énergie, qui portent sur les modalités de la procédure d'appel d'offres « stockage », prévoient que la description des caractéristiques du cahier des charges de l'appel d'offres peut définir « *la zone géographique concernée*¹⁰²³ » sur laquelle les dispositifs de stockage peuvent être raccordés. Comme on peut le déduire de ces dispositions, l'appel d'offres « stockage » est susceptible d'avoir pour objet la résolution de contraintes localisées sur le réseau, dans la mesure où le cahier des charges est amené à préciser la zone géographique concernée par le besoin. Or, une exigence de localisation n'a de sens que s'il existe une contrainte limitée géographiquement. Partant, les appels d'offres « stockage », lancés sur le fondement de l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie seraient susceptibles d'avoir le même objet que les appels d'offres « flexibilités », lancés par les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, en vue de résoudre la présence de congestions localisées sur ces réseaux.

556. Même s'il existe un risque que l'appel d'offres « stockage » vienne empiéter sur les appels d'offres « flexibilités », il reste dans le fond très limité. En effet, faut-il rappeler que RTE est tenu d'élaborer le projet de cahier des charges de l'appel d'offres « stockage », conformément à l'article D. 352-1 du code de l'énergie. Il serait ainsi malavisé de la part du gestionnaire de réseau de cibler, lors de la rédaction du cahier des charges, une zone géographique sur laquelle il envisagerait, lui aussi, de lancer un appel d'offres pour répondre à un besoin identique. Toutefois, nous ne voyons pas de difficulté à ce que la zone géographique définie dans le cadre de l'appel d'offres « stockage » soit identique à celle d'un appel d'offres « flexibilité », pour autant qu'il vise un besoin différent. Il en va également pour les réseaux

¹⁰²³ C. énergie, article D. 352-3, 1°.

publics de distribution d'électricité. En effet, lorsque les candidats à l'appel d'offres « stockage » sont raccordés à l'un des réseaux publics de distribution d'électricité, le gestionnaire de réseau de transport doit associer, à la concertation, le gestionnaire de réseau de distribution concerné pour déterminer les modalités techniques de mise à disposition des flexibilités, conformément à l'article D. 352-1 du code de l'énergie. Le cas échéant, le gestionnaire de réseau de distribution peut toujours aviser RTE de l'existence d'une procédure de mise en concurrence organisée sur une partie de son réseau pour répondre au même besoin. Enfin, il convient d'observer que les procédures de mise en concurrence, visées aux articles L. 322-9 et L. 352-1-1 du code de l'énergie, n'ont pas le même objet. En effet, l'appel d'offres « stockage », prévu à l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie, vise le développement des « capacités de stockage d'électricité¹⁰²⁴ », alors que ceux lancés dans le cadre de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, vise à permettre au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de recourir « à des services de flexibilité¹⁰²⁵ » pour assurer l'équilibre des flux d'électricité, la sécurité et la sûreté du réseau qu'il exploite. Certes, le recours à des services de flexibilité peut inciter au développement de nouvelles capacités de stockage d'électricité, mais il ne s'agit pas pour autant de l'objet de l'article L. 322-9 du code de l'énergie.

557. Le risque d'empiètement est plus important s'agissant du mécanisme de capacité. Observons ici qu'il résulte, d'une part, de l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie, et d'autre part, des travaux parlementaires portant sur le projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, que les appels d'offres « stockage » permettent à l'autorité administrative compétente de développer de nouvelles capacités de stockage d'électricité pour répondre aux besoins du système électrique français afin de « se prémunir des risques de black-out¹⁰²⁶ ». L'appel d'offres « stockage » participe donc à l'objectif visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire national. Manifestement, cet objectif était jusque-là réservé au mécanisme de capacité, défini à l'article L. 335-2 du code de l'énergie. Ce mécanisme de marché, qui apporte une rémunération aux exploitants de capacité qui s'engagent sur la disponibilité de leurs moyens de production et de stockage d'électricité lors d'évènements critiques pour le système électrique, permet d'encourager le maintien et le développement de nouvelles capacités pour « garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire national¹⁰²⁷ ». Dans le cadre du mécanisme de capacité, le ministre chargé de l'énergie peut au demeurant organiser un « appel d'offres pour les nouvelles capacités¹⁰²⁸ », en application de l'article R. 335-71 du code de l'énergie. Ces « nouvelles capacités » peuvent aussi bien correspondre à des capacités de production,

¹⁰²⁴ C. énergie, article L. 352-1-1, premier alinéa.

¹⁰²⁵ C. énergie, article L. 322-9, troisième alinéa.

¹⁰²⁶ V., en ce sens, Amendement n°7381, 8 avril 2021, Gouvernement, Texte n°3995, adopté par la commission spéciale, sur le projet de loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets (n°3875 rectifié).

¹⁰²⁷ V., en ce sens, C. énergie, article R. 335-1, 19°.

¹⁰²⁸ C. énergie, article R. 335-71, premier alinéa.

d'effacement ou de stockage d'électricité. Confirmant notre observation, l'UFE avait appelé, dans le cadre d'une concertation organisée par la DGEC sur les modalités de l'appel d'offres « stockage », à préciser justement « *l'articulation de ces deux dispositifs de soutien distincts, afin de clarifier le cadre réglementaire et d'investissement applicable aux installations de stockage*¹⁰²⁹ ». Les pouvoirs publics vont manifestement devoir veiller à ce que l'appel d'offres « stockage » ne perturbe pas le fonctionnement du mécanisme de capacité¹⁰³⁰.

ii) Réunir les conditions d'un dispositif transparent et rémunérateur

558. Les modalités de la procédure d'appel d'offres « stockage » ont été définies par le décret n° 2022-788 du 6 mai 2022 fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité¹⁰³¹, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 352-1 et suivants du code de l'énergie. Comme il a été vu précédemment¹⁰³², le législateur et le pouvoir réglementaire ont fait le choix de donner un rôle déterminant au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dans la procédure d'appel d'offres.

559. Le législateur, comme l'exécutif, ont ainsi renoncé à céder le moindre rôle à la CRE. Le régulateur n'est donc ni appelé à élaborer les critères de sélection ni à participer à la sélection des offres ainsi qu'à leur classement et encore moins de s'assurer que le niveau de rémunération accordé n'excède pas une rémunération normale des capitaux investis.

560. À ce propos, il peut être intéressant d'observer que le pouvoir réglementaire s'est employé à reproduire la procédure d'appel d'offres destiné aux effacements, dont les modalités de mise en œuvre sont définies par l'arrêté du 31 octobre 2017 pris en application de l'article L. 271-4 du code de l'énergie et fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités d'effacement de consommation¹⁰³³, lesquelles ne prévoient pas d'intervention du régulateur. Or, sur le fond, l'objet de l'appel d'offres « stockage » reste considérablement différent de celui réservé aux effacements. En effet, la réalisation des effacements par les clients industriels et tertiaires, qui reste à la volonté de ces derniers, ne nécessite pas d'investissements particuliers, à l'exception de certains industriels qui peuvent s'équiper de groupes électrogènes ou de batteries. Au contraire, pour l'exercice de leur activité, les opérateurs de stockage d'électricité mobilisent des investissements dans des actifs qui nécessitent un engagement financier conséquent.

¹⁰²⁹ V., en ce sens, Réponse de l'UFE à la concertation de la DGEC sur le projet de décret relatif à l'appel d'offres stockage, en application de la loi climat et résilience, UFE, Décembre 2021, 2 p., p. 2.

¹⁰³⁰ V., en ce sens, C. énergie, articles R. 335-71 et s.

¹⁰³¹ *JORF*, n° 0106 du 7 mai 2022.

¹⁰³² V., en ce sens, paragraphe 550.

¹⁰³³ *JORF*, n°0268 du 17 novembre 2017. V., en ce sens, C. énergie, article L. 271-4.

561. Dans la mesure où les lauréats des appels d'offres « stockage » sont destinés à investir dans des projets qui feront l'objet d'un soutien public, il semble évident, si ce n'est pertinent, à ce que la CRE soit associée à la mise en œuvre de ces appels d'offres. Son expérience dans les dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable ou encore dans la méthodologie du guichet « stockage », à l'issue duquel une compensation financière est octroyée pour les projets de stockage présents dans les zones non interconnectées¹⁰³⁴, plaide pour un nouvel élargissement de son champ d'intervention. L'objectif n'est pas d'exclure RTE de la procédure, mais bien de faire de la CRE un acteur privilégié dans la mise en œuvre de ces appels d'offres.

562. Pour renforcer le rôle de la CRE dans la procédure d'appel d'offres « stockage », une solution pourrait consister à modifier les dispositions législatives et réglementaires ayant trait à cette procédure. Plus précisément, le régulateur devrait pouvoir superviser l'élaboration des cahiers des charges, au même titre de ce qui est prévu pour la production d'électricité renouvelable¹⁰³⁵. La CRE devrait également être sollicitée, pour avis, sur le projet de cahier des charges élaboré par RTE avant sa soumission au ministère chargé de l'énergie, lequel prévoit notamment la durée et les modalités financières des contrats conclus en application de l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie¹⁰³⁶. De nouvelles dispositions pourraient enfin associer la CRE à l'analyse des offres et à l'élaboration du classement envoyé à l'autorité administrative compétente.

563. Dans le cadre de l'appel d'offres « stockage », le gestionnaire de réseau public de transport d'électricité est tenu de conclure des contrats avec les lauréats de ces appels d'offres afin de leur apporter un soutien financier, dont les modalités doivent être précisées dans les cahiers des charges prévus à cet effet. Dans la mesure où le ministre chargé de l'énergie n'a pas encore saisi l'occasion de recourir à la procédure par appel d'offres pour développer les capacités de stockage d'électricité, les modalités portant sur la rémunération demeurent inconnues à ce jour, au même titre que celles relatives à la durée du soutien. Pour cette raison, il importe en amont de s'assurer que le modèle de rémunération rétribuera suffisamment les services rendus par les opérateurs de stockage d'électricité au réseau pour les inciter à investir dans de nouvelles capacités.

564. Deux modèles de rémunération pourraient être privilégiés.

565. Le premier consisterait à mettre en place un complément de rémunération, équivalent au dispositif destiné à la production d'électricité renouvelable. L'idée serait d'assurer à l'opérateur de stockage un revenu stable afin de garantir la rentabilité de son

¹⁰³⁴ V., en ce sens, paragraphe 543 et références associées.

¹⁰³⁵ V., en ce sens, C. énergie, articles R. 311-14 et R. 311-25-13.

¹⁰³⁶ V., en ce sens, C. énergie, article D. 352-3, 2°, c).

investissement. À titre liminaire, rappelons brièvement que les opérateurs de stockage génèrent leurs revenus à partir de l'écart entre le prix d'achat et le prix de vente de l'électricité, contrairement aux moyens de production qui génèrent leurs revenus sur le prix de l'électricité. Avec la mise en place de ce complément de rémunération, dans les cas où le revenu du marché, déterminé par la différence entre le prix de vente et le prix d'achat de l'électricité, serait inférieur à un revenu de référence prédéfini, l'opérateur recevrait un complément de recette. Si la rémunération de l'opérateur de stockage dépasse le revenu de référence, il serait amené à verser la différence, en l'occurrence au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Ce système présente des avantages. La volatilité des prix de l'électricité ne facilite pas le financement des projets de stockage, puisque les revenus sont difficiles à anticiper dans la durée. La mise en place d'un soutien de long terme permettrait ainsi de sécuriser l'investissement et de minimiser le coût de financement. Par ailleurs, l'opérateur de stockage serait pleinement engagé sur le marché, tout en ayant l'assurance de pouvoir atteindre un certain niveau de rentabilité. Il existerait, au demeurant, un partage de risques entre l'opérateur de stockage et la collectivité, dès lors que l'opérateur de stockage serait tenu de reverser la différence au gestionnaire du réseau public de transport lorsque le prix de marché est supérieur au prix de référence. Ce dispositif de soutien public semble particulièrement bien adapté pour l'association européenne pour le stockage d'énergie, qui considère que les contrats de différence « *offrent des signaux de revenus fixes à long terme*¹⁰³⁷ », ce qui permet notamment de réduire « *considérablement les risques pour les investisseurs*¹⁰³⁸ »¹⁰³⁹. Ce système présente au moins un inconvénient. Il nous semble effectivement difficile de proposer un revenu de référence pour chacun des marchés sur lequel le stockage d'électricité peut répondre, compte tenu des spécificités de chacun des marchés.

566. Le second consisterait à rémunérer les opérateurs de stockage d'électricité sur le modèle du guichet « stockage ». Pour mémoire, depuis 2017, les projets de stockage d'électricité stationnaires dits « centralisés »¹⁰⁴⁰ font l'objet d'un soutien en guichet ouvert dans les zones non interconnectées¹⁰⁴¹. Celui-ci consiste à appliquer un taux de rémunération du capital immobilisé, fixé par la CRE à la suite d'une évaluation du coût normal et complet de l'installation de stockage dans la zone considérée¹⁰⁴². La compensation est composée d'une part

¹⁰³⁷ The Electricity Market Design Revision - Decarbonised Energy Security Through Energy Storage, EASE, Brussels, November 2022, 20 p., point 4.2., p. 13.

¹⁰³⁸ *Ibid.*

¹⁰³⁹ V., aussi, Energy Storage - Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, 14 march 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.1.2, p. 26 ; Proposition de résolution européenne au nom de la commission des affaires européennes, relative aux propositions de règlement du Parlement européen et du Conseil portant réforme du marché de l'électricité de l'Union, Sénat, 1^{er} juin 2023, n° 669, points 116 et s.

¹⁰⁴⁰ Installations dissemblables des installations de stockage « diffuses », qui sont utilisées dans le cadre d'une opération d'autoconsommation.

¹⁰⁴¹ V., en ce sens, Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 (*JORF*, n° 0304 du 30 décembre 2012), article 60.

¹⁰⁴² V., en ce sens, C. énergie, article R. 121-28, III.

fixe qui rémunère la disponibilité de l'installation et d'une part variable qui rémunère l'énergie injectée et soutirée sur le réseau public de distribution sur la base des coûts variables¹⁰⁴³.

567. Au-delà du revenu qu'ils peuvent tirer de ce dispositif de soutien, les opérateurs de stockage devraient être autorisés, en parallèle, à participer aux différents marchés de l'électricité pour compléter leur revenu. Outre l'arbitrage réalisé sur le marché de gros de l'électricité, les opérateurs de stockage peuvent offrir leurs services au gestionnaire du réseau public de transport dans le cadre des différents mécanismes de marché prévus aux articles L. 321-10 à L. 321-13 et L. 335-2 du code de l'énergie, mais aussi aux gestionnaires des réseaux publics de distribution, dans le cadre des appels d'offres « flexibilités », définis à l'article L. 322-9 du même code. La CRE ne s'oppose pas à un modèle économique fondé sur un empilement de différents revenus. Elle considère, au contraire, que la rentabilité des dispositifs de stockage est conditionnée à la possibilité de rendre plusieurs services¹⁰⁴⁴. La proscription de toute maximisation des revenus de l'opérateur de stockage nous paraît inintelligible, dès lors que la participation à l'appel d'offres « stockage » appelle nécessairement à ce que l'opérateur de stockage participe aux mécanismes de marché précités. D'autant plus qu'une sous-exploitation des capacités de stockage ne semble pas être l'objectif recherché. Tant s'en faut, les pouvoirs publics ont tout intérêt à ce que les opérateurs de stockage couvrent leurs coûts d'investissement et s'accordent une marge commerciale raisonnable. Sans quoi, le développement des capacités de stockage d'électricité se fera à pas comptés, réduisant par la même occasion le développement de la concurrence dans ce secteur encore balbutiant.

2. La mise en place d'un soutien spécifique à certaines installations de stockage : le cas des STEP

568. Certaines installations de stockage d'électricité peuvent nécessiter un soutien spécifique eu égard à l'intérêt qu'elles peuvent constituer pour le système électrique et à leur modèle économique. Tel est notamment le cas des stations de transfert d'énergie par pompage.

569. Rappelons brièvement qu'il existe en France six stations de transfert d'énergie par pompage pour une capacité d'environ 5 GW. La très grande majorité de ces installations est soumise au régime juridique de la concession [**Tableau n°1**]. Cette technologie de stockage est

¹⁰⁴³ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2017-070, 6 avril 2017.

¹⁰⁴⁴ V., en ce sens, « Le stockage de l'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, p. 3. V., aussi, Délibération de la CRE du 11 juin 2020 portant communication sur le retour d'expérience des démonstrateurs Smart grids, N° 2020-132, 1^{er} juillet 2020, point 1.4., p. 10.

considérée comme un moyen de flexibilité « *indispensable*¹⁰⁴⁵ » pour parvenir à la transition énergétique. Les stations de transfert d'énergie par pompage seraient, selon la programmation pluriannuelle de l'énergie, « *les seuls moyens de stockage "économiquement compétitifs"*¹⁰⁴⁶ ».

570. Le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit, à ce propos, que soit engagé, d'ici à 2028, les démarches permettant le développement de nouvelles capacités de stations de transfert d'énergie par pompage, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035¹⁰⁴⁷. L'étude *Futurs énergétique 2050* de RTE considère, dans chacun des scénarii, le développement des STEP comme nécessaire, avec une capacité de 3 GW supplémentaire par rapport au parc existant, pour atteindre une capacité totale de 8 GW d'ici 2050.

571. Comme les autres technologies de stockage, les STEP sont des actifs qui se rémunèrent sur les marchés de l'électricité et principalement sur le marché de gros, les marchés d'équilibrage et le marché de la capacité. À la différence des installations de production d'électricité, les installations de stockage tirent principalement leurs revenus sur les écarts de prix de l'électricité et non sur le prix de l'électricité. Sur ces marchés, les revenus de l'installation de stockage dépendent par conséquent des écarts de prix entre les prix en pointe et en base qui peuvent fortement varier, corrigé des rendements (80% environ¹⁰⁴⁸). D'ailleurs, ces dernières années, les écarts se sont plutôt réduits, ce qui a au demeurant conduit EDF, en 2020, à abandonné un projet de station de transfert d'énergie par pompage¹⁰⁴⁹. En plus d'être confrontées à des prix de marché de gros volatils et incertains, les stations de transfert d'énergie par pompage ont une durée d'exploitation très longue, de l'ordre de plusieurs dizaines d'années (plus de cinquante ans¹⁰⁵⁰), ce qui rend difficile toute projection sur le plan d'affaires. À cela s'ajoute l'intensité en capital des actifs. Ces installations nécessitent des travaux de génie civil conséquents, de l'ordre de plusieurs millions d'euros¹⁰⁵¹, que les recettes tirées des marchés de l'électricité doivent amortir sur la durée de la concession.

¹⁰⁴⁵ Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 507, p. 72.

¹⁰⁴⁶ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 191.

¹⁰⁴⁷ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, article 3, I. V., aussi, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 192.

¹⁰⁴⁸ Il faut donc avoir rentabiliser au moins 120% du prix d'achat pour couvrir les coûts.

¹⁰⁴⁹ MUNSCH (C.), MENEU (D.), « Alsace : la centrale hydroélectrique du Lac Noir abandonnée par EDF, son énergie renouvelable perdue », *France Info*, 26 décembre 2020.

¹⁰⁵⁰ BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.), BRISSE (A.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 3.1.1., p. 6.

¹⁰⁵¹ *Ibid.*

572. Nombreux sont ceux à avoir partagé l'idée d'un soutien financier aux stations de transfert d'énergie par pompage ces dernières années. Dès 2006, un rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France faisait état d'un intérêt à soutenir les stations de transfert d'énergie par pompage, notamment par le biais d'une réduction des tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité ou encore d'une rémunération de la puissance¹⁰⁵². En 2019, la programmation pluriannuelle de l'énergie constate que si les stations de transfert d'énergie par pompage sont des actifs compétitifs, les conditions de marché « *ne permettent pas de rentabiliser un nouvel investissement dans des aides à court terme*¹⁰⁵³ ». En 2021, des sénateurs avaient présenté une proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique¹⁰⁵⁴, à l'issue de laquelle l'idée d'un complément de rémunération avait été envisagée pour développer les stations de transfert d'énergie par pompage¹⁰⁵⁵. En 2022, un rapport d'information du Sénat fait au nom de la commission des affaires économiques sur la souveraineté économique de la France invitait les pouvoirs publics à lancer « *impérativement*¹⁰⁵⁶ » un appel d'offres pour développer de nouvelles capacités de stations de transfert d'énergie par pompage¹⁰⁵⁷. Dans le même temps, les nouvelles lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie, publiée au début de l'année 2022, ont fourni le cadre permettant aux pouvoirs publics de soutenir les projets de stockage d'électricité¹⁰⁵⁸.

573. Le 3 mars 2023, la Direction générale de l'énergie et du climat, du ministère de la transition énergétique, a lancé une consultation portant réflexion sur la mise en place d'un soutien public au développement des stations de transfert d'énergie par pompage¹⁰⁵⁹. Les questions contenues dans cette consultation, ouverte au public, s'intéressaient aux formes et

¹⁰⁵² DAMBRINE (F.), Les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, Rapport présenté au Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, Mars 2006, *op. cit.*, p. 45.

¹⁰⁵³ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 191.

¹⁰⁵⁴ Proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 25 février 2021, n° 389.

¹⁰⁵⁵ Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 507, p. 19. V., aussi, Proposition de résolution tendant à lever les freins réglementaires et administratifs au plein essor de l'hydroélectricité, Sénat, 25 février 2021, n° 390, points 24 et 38.

¹⁰⁵⁶ V., en ce sens, PRIMAS (S.), GACQUERRE (A.), MONTAUGE (F.), « Rapport d'information fait au nom de la commission des affaires économiques sur la souveraineté économique de la France », Sénat, n°755, 6 juillet 2022, *op. cit.*, p. 134.

¹⁰⁵⁷ V., aussi, Livre blanc de l'hydroélectricité, Union Française de l'Électricité, le Syndicat des Energies Renouvelables et France Hydro Électricité, 2 juillet 2019, 28 p., p. 24.

¹⁰⁵⁸ Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, Commission européenne, 18 février 2022, 2022/C 80/01 (*JOUE*, n° C 80, 18 février 2022, p. 1–89), point 4.1.2.2., paragraphe 83.

¹⁰⁵⁹ Consultation sur la forme que prendrait un soutien public au développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), Ministère de la transition énergétique, Direction générale de l'énergie et du climat, 3 mars 2023, 6 p.

modalités que pourrait revêtir ce dispositif de soutien. Pour l'autorité administrative, un dispositif de soutien public « *peut s'avérer nécessaire*¹⁰⁶⁰ » pour développer les stations de transfert d'énergie par pompage. Trois types de soutien, qui serait octroyé lors d'une procédure de mise en concurrence, sont envisagés.

574. Dans la première hypothèse, le soutien prendrait la forme d'un complément de rémunération. Ce dispositif aurait l'intérêt de garantir un revenu annuel à l'exploitant. Le ministère note néanmoins que ce type d'aide pourrait influencer sur l'exploitation de l'installation, au détriment de certains marchés, en particulier les marchés d'équilibrage. Il existerait effectivement un risque que l'opérateur fasse fonctionner l'installation de manière décorrélée avec les besoins du réseau. Pour le reste, ce soutien aurait nécessairement une durée limitée (vingt ans), inférieure à la durée de vie de ces ouvrages¹⁰⁶¹. À la différence de ce qui est prévu pour la production d'électricité renouvelable, ce complément de rémunération doit garantir à l'opérateur non pas un prix de vente cible, mais un revenu d'écart lui permettant de couvrir ses coûts d'achat d'électricité.

575. Dans la deuxième hypothèse, le soutien prendrait la forme d'une prime à l'investissement. L'autorité administrative relève qu'un tel soutien reposerait néanmoins sur des « *hypothèses entérinées en amont du projet (comme le volume de production et le prix) et pourrait ne pas couvrir le risque lié à l'inflation*¹⁰⁶² ». Si ce modèle était retenu, la prime devrait être suffisamment élevée pour permettre à l'investisseur de diminuer les risques pendant l'exploitation.

576. Dans la troisième hypothèse, enfin, le soutien combinerait le complément de rémunération avec l'aide à l'investissement de sorte à sécuriser l'investissement, tant pendant la phase de construction que d'exploitation. Le troisième modèle paraît être le plus complet, parce qu'il peut limiter les coûts d'investissement, ce qui permet à l'investisseur de formuler un projet plus « bancable », simplifiant à cette occasion la mobilisation des ressources pour financer le projet, notamment auprès des opérateurs bancaires. D'autre part, le soutien associant un soutien *ex ante* et *ex post* permet de garantir à l'exploitant un revenu stable dans le temps, indépendamment des conditions de marché.

B. L'adaptation du soutien aux énergies renouvelables

577. Pour atteindre les objectifs fixés en matière d'énergies renouvelables, les pouvoirs publics ont mis en place ces dernières années des dispositifs qui sont aujourd'hui attribués soit au moyen d'un guichet ouvert soit d'une procédure de mise en concurrence par

¹⁰⁶⁰ *Ibid.*, p. 2.

¹⁰⁶¹ *Ibid.*, p. 3.

¹⁰⁶² *Ibid.*, p. 4.

appel d'offres. Au sein de ces dispositifs, les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes de soutiens : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, le montant du tarif de rachat ou de la prime étant précisé par arrêté.

578. Tenant compte de l'intérêt du stockage pour la production d'électricité renouvelable, les autorités ont progressivement permis aux producteurs d'utiliser des dispositifs de stockage pour optimiser leur production. Cependant, cette approche présente au moins un inconvénient : l'électricité stockée ne peut provenir que de l'installation de production, excluant ainsi la possibilité d'utiliser le dispositif de stockage à partir du réseau. Pourtant, le producteur d'électricité pourrait y trouver un intérêt, notamment pour compléter sa production qui est par nature intermittente et variable. Par conséquent, il serait opportun d'envisager une évolution du cadre réglementaire des soutiens destinés à la production d'électricité renouvelable, afin de permettre aux installations hybrides de stocker de l'électricité provenant du réseau (1).

579. En parallèle des dispositifs de soutien directs, les producteurs d'électricité renouvelable ont la possibilité de démontrer aux consommateurs finaux que l'électricité qu'ils produisent provient d'une source renouvelable, grâce aux garanties d'origine. Bien que cela ne soit pas un mécanisme de soutien direct aux énergies renouvelables¹⁰⁶³, contrairement aux certificats verts, les garanties d'origine encouragent la demande de ce type de production en améliorant l'information des consommateurs¹⁰⁶⁴. Cependant, pour une partie de la littérature, les modalités du dispositif, notamment celles liées à la période d'utilisation des garanties d'origine, pourraient ralentir le développement du stockage d'électricité. Par conséquent, il serait judicieux de réfléchir à une révision du cadre réglementaire des garanties d'origine afin de favoriser l'utilisation du stockage d'électricité, sans pour autant remettre en cause l'économie du dispositif (2).

1. Le stockage de l'électricité issue du réseau

580. Si les installations de stockage d'électricité autonomes, c'est-à-dire celles qui sont exploitées sans être raccordées à une installation de production, peuvent stocker de l'électricité issue du réseau, il en est différemment des installations hybrides qui peuvent prétendre à un dispositif de soutien.

¹⁰⁶³ LAMOUREUX (M.), Droit de l'énergie, LGDJ, 2e édition, 13 septembre 2022, *op. cit.*, paragraphe 569, p. 469.

¹⁰⁶⁴ V., en ce sens, Projet de loi adopté par le Sénat relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, 8 novembre 2022, n° 443 ; Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement, et du territoire sur le projet de loi (n° 1586) d'orientation sur l'énergie, Assemblée nationale, 12 mai 2004, n° 1587.

581. À titre liminaire, rappelons que depuis la publication du décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021¹⁰⁶⁵, les installations hybrides peuvent bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Les conditions du soutien financier aux installations photovoltaïques implantées sur bâtiments de puissance inférieure ou égale à 500 kWc et situées en France métropolitaine sont fixées par l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021¹⁰⁶⁶. Cet arrêté, qui fixe les conditions d'éligibilité pour que les installations photovoltaïques puissent bénéficier de l'obligation d'achat, interdit aux bénéficiaires de stocker de l'électricité issue du réseau¹⁰⁶⁷. Pourtant, l'article R. 314-1 du code de l'énergie, qui définit la notion de l'« installation », n'est pas aussi restrictif. Le producteur est effectivement autorisé à charger son installation de stockage d'électricité à partir du réseau. Le présent article conditionne cette faculté par la mise en place d'un « *dispositif technique* » qui doit être capable de « *distinguer l'énergie éventuellement stockée provenant de l'installation de production de celle soutirée sur le réseau*¹⁰⁶⁸ ».

582. Si l'objectif du Gouvernement est de limiter le stockage d'électricité à l'énergie produite par l'installation à laquelle il est associé, il pourrait être suggéré de modifier la définition de l'« installation », prévue à l'article R. 314-1 du code de l'énergie, afin de limiter le champ d'application en ce sens. *A contrario*, si l'objectif est d'optimiser les capacités du dispositif de stockage, l'arrêté du 6 octobre 2021 précité devrait faire l'objet d'une évolution réglementaire. Une nouvelle rédaction de l'arrêté serait souhaitable pour dissiper les équivoques à ce sujet.

2. L'évolution du cadre applicable aux garanties d'origine

583. Le mécanisme des garanties d'origine est un dispositif qui permet aux producteurs d'électricité renouvelable d'attester que l'électricité qu'ils vendent est produite à partir de telles sources. Mis en place par la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil 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'électricité¹⁰⁶⁹, ce dispositif a pour objectif

¹⁰⁶⁵ Décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 relatif à l'obligation de transmission d'une attestation de conformité aux prescriptions mentionnées à l'article R. 311-43 du code de l'énergie et portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative à la production d'électricité et à la vente de biogaz (*JORF*, n° 0295 du 19 décembre 2021).

¹⁰⁶⁶ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale (*JORF*, n° 0235 du 8 octobre 2021).

¹⁰⁶⁷ *Ibid.*, article 6, sixième alinéa.

¹⁰⁶⁸ C. énergie, article R. 314-1, 6°.

¹⁰⁶⁹ Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil 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 (*JOCE*, n° L 283 du 27 octobre 2001, p. 33-40), article 5.

de favoriser la demande d'électricité renouvelable en améliorant l'information du consommateur et en lui permettant d'avoir la possibilité de choisir une offre d'électricité renouvelable. La garantie d'origine est ainsi définie 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*¹⁰⁷⁰ ».

584. Si le mécanisme des garanties d'origine est favorable à la production d'électricité renouvelable¹⁰⁷¹, il ne l'est pas nécessairement avec le stockage d'électricité. Ce constat trouve son origine dans la durée de validité des garanties d'origine, qui serait décorrélée des réalités techniques. Rappelons que pour se voir octroyer des garanties d'origine, le producteur d'électricité dispose jusqu'à un mois après l'acte de production pour en faire la demande auprès de l'organisme chargé du registre national des garanties d'origine¹⁰⁷². Une fois en possession de ces attestations, le producteur d'électricité peut faire le choix de les utiliser ou de les céder auprès des fournisseurs d'électricité de son choix. Malgré une durée qui s'est considérablement réduite depuis le 1^{er} janvier 2021¹⁰⁷³, le pas de temps mensuel ne permettrait pas de tenir compte des variations de la production d'électricité renouvelable¹⁰⁷⁴. Le mécanisme des garanties d'origine laisse supposer, en effet, que l'électricité issue de source renouvelable peut être injectée continuellement dans le réseau, au gré de la demande, même lorsque les conditions météorologiques sont peu clémentes (*e.g.* nuit sans vent). La qualification du mécanisme en tant que « *stockage virtuel*¹⁰⁷⁵ » prend alors tout son sens.

585. La diminution du pas de temps, qui se traduirait par le rapprochement de la période de production avec la période d'utilisation, susciterait de fait des investissements dans les capacités flexibles, comme le stockage d'électricité. Pour garantir à leurs clients un approvisionnement en continu d'électricité de source renouvelable, les fournisseurs d'électricité seraient nécessairement contraints de se sourcer auprès d'exploitants de capacités susceptibles de pouvoir répondre à leur besoin à n'importe quel moment. Au demeurant, cette évolution se révèle en harmonie avec les récentes évolutions réglementaires. En effet, la directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001 autorise les États membres à réduire l'intervalle entre les dates de

¹⁰⁷⁰ *Ibid.*, article 2, point 12).

¹⁰⁷¹ LAMOUREUX (M.), *Droit de l'énergie*, LGDJ, 2e édition, 13 septembre 2022, *op. cit.*, paragraphe 569, p. 469.

¹⁰⁷² V., en ce sens, C. énergie, article 314-59, deuxième alinéa.

¹⁰⁷³ V., en ce sens, 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 (*JORF*, n°0081 du 7 avril 2018), article 4, 12° ; C. énergie, article R. 314-66, quatrième alinéa.

¹⁰⁷⁴ V., en ce sens, Les garanties d'origine de l'électricité, CEA, Papier de position, Juin 2021, 9 p., point 4, pp. 5-6 ; Délibération de la CRE 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, N°2017-276, 21 décembre 2017, p. 11.

¹⁰⁷⁵ Les garanties d'origine de l'électricité, CEA, 2021, *op. cit.*, p 3.

début et de fin de production d'électricité renouvelable¹⁰⁷⁶. D'après les travaux préparatoires de ladite directive, l'objectif de cette mesure est « *de parvenir à des intervalles ne dépassant pas une heure de production.* »¹⁰⁷⁷

586. Dans ce cadre, les pouvoirs publics français pourraient mener une réflexion sur l'intérêt de réduire le pas de temps entre la période de production et la période d'utilisation. Cette évolution pourrait être progressive dans le temps¹⁰⁷⁸ (hebdomadaire puis journalière). Mais cette mesure nécessiterait toutefois la modification de l'alinéa 4 de l'article R. 314-66 du code de l'énergie, pour remplacer les mots « *d'une production du même mois que le mois de consommation qu'elle certifie* » par les mots « *d'une production de la même semaine que la semaine de consommation qu'elle certifie* » pour, dans un premier temps, un pas de temps hebdomadaire¹⁰⁷⁹. Elle nécessiterait également la modification de la première phrase du deuxième alinéa de l'article R. 314-59 du code de l'énergie, pour remplacer les mots « *un mois* » par les mots « *une semaine* ». Pour l'instant, un pas de temps horaire semble être exclu, la CRE considérant cette évolution comme « *complexe* »¹⁰⁸⁰, même si celle-ci « *permettrait de faciliter la disponibilité « d'offres vertes » à toute heure de l'année* »¹⁰⁸¹. Un pas de temps horaire nécessiterait, par ailleurs, de développer les capacités de stockage de manière disproportionnée, pour une utilisation parfois incertaine (périodes météorologiques propices à la production d'électricité renouvelable sur plusieurs jours).

587. Enfin, indépendamment des éléments exposés, l'électricité renouvelable stockée mériterait un traitement distinct de l'électricité qui n'a pas fait l'objet d'un stockage. En effet, à la différence de l'électricité produite non stockée, l'électricité stockée peut être, sans que sa source soit modifiée, être consommée ultérieurement. L'idée, non exclue par la CRE, serait alors d'utiliser les moyens de stockage pour déplacer la garantie d'origine dans le temps¹⁰⁸². Cette mesure mérite toutefois une évolution du cadre juridique, puisqu'en l'état actuel du droit, le

¹⁰⁷⁶ Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil, article premier, 9), c) et quarante-huitième considérant.

¹⁰⁷⁷ Amendements du Parlement européen, adoptés le 14 septembre 2022, à la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil, le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil et la directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD)), article 1^{er}, 8), a ter), i).

¹⁰⁷⁸ V., en ce sens, Les garanties d'origine de l'électricité, CEA, 2021, *op. cit.*, pp. 5-6.

¹⁰⁷⁹ En ce sens, à l'alinéa 4 de l'article R. 314-66 du code de l'énergie, les mots « *dans le cas où a production n'atteint pas le seuil du mégawattheure sur ce mois* » devront être remplacés par les mots : « *dans le cas où a production n'atteint pas le seuil du mégawattheure sur cette semaine* ».

¹⁰⁸⁰ « Le stockage de l'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, Septembre 2019, *op. cit.*, point 3.4., p. 25.

¹⁰⁸¹ *Ibid.*

¹⁰⁸² *Ibid.*, pp. 24-25.

deuxième alinéa de l'article R. 314-59 du code de l'énergie prévoit que « *la période de production d'électricité pour laquelle des garanties d'origine peuvent être demandées ne peut être supérieure à un mois.* » Dès lors, il pourrait être envisagé de déroger à ce délai d'un mois pour l'électricité renouvelable stockée. Pour cela, de nouvelles dispositions réglementaires devraient être adoptées pour permettre au producteur d'électricité renouvelable de demander, à l'organisme chargé de la délivrance des garanties d'origine – et ce, au-delà du délai d'un mois prévu à l'article R. 314-59 du code de l'énergie – les garanties d'origines correspondantes à l'électricité produite puis directement stockée.

SECTION 2. – LE NÉCESSAIRE RENFORCEMENT DES SOUTIENS ACCORDÉS AUX AUTOCONSOMMATEURS

588. Les autoconsommateurs, à savoir les personnes qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins, peuvent envisager de s'équiper d'un dispositif de stockage pour maximiser leur taux d'autoconsommation. Cependant, le coût de ces dispositifs peut représenter un obstacle significatif pour de nombreux particuliers et petites entreprises¹⁰⁸³. Les incitations financières, telles que des subventions ou des crédits d'impôt, peuvent jouer un rôle essentiel pour encourager l'acquisition d'un dispositif de stockage d'électricité. À ce jour, plusieurs États membres de l'Union européenne encouragent les propriétaires de panneaux solaires à investir dans des systèmes de stockage en offrant un soutien financier. Une approche que la France pourrait également envisager (§1). En parallèle, il est nécessaire de repenser et d'adapter le soutien à l'autoconsommation afin de promouvoir le stockage d'électricité dans les opérations d'autoconsommation (§2) qui, aujourd'hui, peut se révéler contraignant et entraver la généralisation de l'utilisation du stockage d'électricité dans le secteur résidentiel.

¹⁰⁸³ Les estimations peuvent aller de 700 à 1 300\$ par kWh pour une batterie. V., en ce sens, FORRESTER (S.) GALEN (B.), CHANDLER (M.), "Private vs. Public value of U.S. residential battery storage operated for solar self-consumption", *iScience*, Vol. 25, Issue 8, 19 august 2022, p. 3.

§1. – En mettant à l'étude un soutien au stockage associé à une opération d'autoconsommation

589. L'autoconsommation correspond à l'opération par laquelle un individu ou un groupe d'individus consomme tout ou partie de l'énergie qu'il a produite lui-même. En France, comme dans le reste du monde, l'autoconsommation correspond à l'installation de panneaux photovoltaïques par des particuliers ou professionnels qui consomment l'électricité produite et injectent, le cas échéant, le surplus d'électricité sur le réseau de distribution.

590. Certains autoconsommateurs peuvent être intéressés à coupler leur installation d'un dispositif de stockage pour maximiser la consommation de l'électricité produite. Comme il a été vu précédemment, l'ajout d'un dispositif de stockage permet de renforcer le synchronisme entre la production et la consommation. Il permet ainsi de stocker le surplus de production solaire afin de restituer les flux à un moment pertinent, typiquement lorsque les prix de l'électricité sont élevés pour minimiser la facture d'électricité. En lissant la production dans le temps, le dispositif de stockage permet, au demeurant, de réduire les injections vers le réseau, qui sont susceptibles d'occasionner des congestions.

591. Depuis 2017, les autoconsommateurs sont de plus en plus nombreux à s'équiper d'un dispositif de stockage¹⁰⁸⁴. En 2020, la capacité de production d'électricité en autoconsommation associée au stockage d'électricité raccordé au réseau de distribution d'Enedis a ainsi représenté 25 MW¹⁰⁸⁵, soit l'équivalent de 9% des autoconsommateurs, contre seulement 5% en 2018¹⁰⁸⁶. D'ici 2028, la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit un développement important des batteries chez les particuliers « *en lien avec le développement de l'autoconsommation*¹⁰⁸⁷ », principalement pour « *maximiser les taux d'autoconsommation*¹⁰⁸⁸ ».

592. Le stockage couplé à l'autoconsommation individuelle reste néanmoins coûteux. L'acquisition d'un dispositif de stockage d'électricité implique pour les autoconsommateurs un effort financier conséquent¹⁰⁸⁹ qui peut retarder le développement de ces projets. Selon RTE,

¹⁰⁸⁴ V., en ce sens, « PV Self-Consumption Panorama in France and Germany », OFATE/DFBEW, PWC, 2 December 2020, 16 p., p. 8.

¹⁰⁸⁵ V., en ce sens, *Ibid.*

¹⁰⁸⁶ V., en ce sens, *Suivi du marché 2019 des installations solaires photovoltaïques individuelles*, Observ'ER, ADEME, Novembre 2020, p. 12.

¹⁰⁸⁷ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6, p. 192.

¹⁰⁸⁸ *Ibid.*

¹⁰⁸⁹ Les coûts actualisés du kWh (ou *Levelized cost of energy* « LCOE ») pour un dispositif d'autoconsommation avec stockage ont été évalués à 218 €/MWh en 2018. Ces coûts doivent atteindre environ 95 €/MWh en 2035. V., « PV Self-Consumption Panorama in France and Germany », OFATE/DFBEW, PWC, *op. cit.*, p. 9.

sans dispositif de soutien adapté, le stockage d'électricité « diffus » ne se développera qu'à pas comptés¹⁰⁹⁰.

593. L'idée d'un soutien public à l'acquisition d'un dispositif de stockage d'électricité prend donc tout son sens. La Commission européenne s'est montrée jusqu'à présent favorable à la mise en place d'un tel soutien. Dans une communication du 18 juin 2022 « Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire », la Commission invite effectivement les États membres à mettre en place des « *soutiens solides*¹⁰⁹¹ » destinés à l'autoconsommation, « *y compris en combinaison avec le stockage d'énergie*¹⁰⁹² » pour accélérer le déploiement massif de l'énergie solaire dans l'Union européenne. En France, la DGEC, en association avec l'ADEME et la CRE, pourrait mener une étude approfondie à ce sujet et proposer des pistes de réflexion en vue d'un éventuel soutien au stockage d'électricité diffus.

594. L'introduction d'un dispositif de soutien implique nécessairement que l'on s'intéresse à la typologie et aux conditions que pourrait éventuellement prendre celui-ci.

595. Le soutien direct¹⁰⁹³ semble être un dispositif privilégié pour inciter les autoconsommateurs à investir dans des dispositifs de stockage d'électricité diffus. Deux raisons peuvent être invoquées.

596. D'une part, pour encourager le développement de certains nouveaux usages liés à l'électricité, les pouvoirs publics ont généralement recours aux soutiens directs. Pour la CRE, les soutiens directs ont l'opportunité d'offrir « *un pilotage plus efficace du rythme de développement des installations et limitent ainsi les risques d'effets d'aubaine*¹⁰⁹⁴ ». Tel fut le cas notamment de l'autoconsommation, avec la mise en place d'un crédit d'impôt pour

¹⁰⁹⁰ *Ibid.*

¹⁰⁹¹ *Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire*, Commission européenne, 18 juin 2022, COM(2022) 221 final.

¹⁰⁹² *Ibid.*

¹⁰⁹³ Contrairement au soutien indirect, qui vise à alléger les charges normales des particuliers (e.g. exonération totale ou partielle de la TVA sur l'équipement), le soutien direct vise tout avantage financier direct, tel que la mise en place d'un crédit d'impôt ou d'une prime à l'investissement.

¹⁰⁹⁴ Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation, N° 2018-027, 21 février 2018, p. 2.

l'installation de panneaux solaires¹⁰⁹⁵, ou l'achat d'un véhicule électrique¹⁰⁹⁶ (voiture et véhicules utilitaires légers) ou encore d'un vélo électrique¹⁰⁹⁷.

597. D'autre part, les États membres qui ont entendu développer le stockage d'électricité diffus ont, majoritairement, privilégié le soutien direct au soutien indirect. Ainsi, l'Allemagne, l'Italie, la Suède, Malte, et certaines régions, comme la Flandre, ont introduit un soutien direct pour l'acquisition de batteries¹⁰⁹⁸. À titre d'illustration, la Flandre a mis en place en 2019, pour une durée de cinq ans¹⁰⁹⁹, une prime pour l'achat ou la location d'une batterie domestique pour les personnes physiques. Pour être éligibles, les autoconsommateurs doivent exploiter une installation de production d'électricité d'une capacité maximale de 10 kVA pour les panneaux photovoltaïques¹¹⁰⁰. Les autoconsommateurs doivent également être en possession d'un compteur intelligent pour comptabiliser séparément les flux et rester raccordés au réseau de distribution d'électricité pendant au moins dix ans¹¹⁰¹.

598. Pour ces raisons, la mise en place d'une prime à l'investissement semble être une solution adaptée pour inciter les autoconsommateurs à investir dans des dispositifs de stockage d'électricité « diffus ».

599. Face à la diversité qu'une prime à l'investissement peut présenter, il peut être intéressant d'illustrer ce soutien au moyen de trois propositions qui pourraient être mises à l'étude, en considérant un plafond maximal de subvention ou de crédit d'impôt de 3 000 euros [Tableau n°4].

600. La première proposition pourrait consister à ce que le montant de la subvention atteigne une part des dépenses éligibles, sous condition d'un plafond en euros, à l'exemple du länders de Saxe-Anhalt¹¹⁰². La subvention pourrait, par exemple, atteindre 20% des dépenses éligibles, avec un maximum de 3.000 euros par projet. La deuxième proposition pourrait

¹⁰⁹⁵ Loi de finances pour 2001 n° 2000-1352 du 30 décembre 2000 (*JORF*, n° 303 du 31 décembre 2001), article 67, I, 1). V., en ce sens, Code général des impôts, article 200 quater. La loi de finances pour 2014 a supprimé l'éligibilité des équipements photovoltaïques au crédit d'impôt à partir du 1^{er} janvier 2014. V., en ce sens, Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014 (*JORF*, n°0303 du 30 décembre 2013), article 74, I, A, 3°, a) ; Code des impositions sur les biens et services, article L. 312-17, L. 312-87 et L. 312-79.

¹⁰⁹⁶ V., en ce sens, C. énergie, article D. 251-1 et s. Pour les installations de recharge de véhicules électriques : V., en ce sens, Loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 (*JORF*, n°0315 du 30 décembre 2020), article 53, I, 2°.

¹⁰⁹⁷ V., en ce sens, C. énergie, article D. 251-2.

¹⁰⁹⁸ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, Annex 4.

¹⁰⁹⁹ La prime à l'investissement est attribuée jusqu'au 31 décembre 2024 inclus.

¹¹⁰⁰ 10 kW pour les petites éoliennes.

¹¹⁰¹ V., en ce sens, « Premie voor de aankoop of leasing van een thuisbatterij voor zelf opgewekte energie », *Groene energie*, Vlaanderen, 2022.

¹¹⁰² V., en ce sens, Speicherförderung in Bundesländern und Kommunen, SFV, 27 april 2020.

consister à ce que le montant de la subvention atteigne un forfait en euros par kWh, sous condition d'un plafond en euros, à l'image des länder de Rhénanie-Palatinat et de Berlin¹¹⁰³. La subvention pourrait, par exemple, être égale à 300 euros par kWh de capacité, avec un maximum de 3.000 euros par projet. Enfin, la troisième proposition pourrait être un crédit d'impôt correspondant à un montant en euros par kWh, avec la condition de ne pas dépasser un maximum de capacité de stockage défini au préalable, à l'image du länder de Bade-Wurtemberg¹¹⁰⁴. Le crédit d'impôt pourrait, par exemple, être égal à 300 euros par kWh de capacité pour un dispositif de stockage ne dépassant pas une capacité de 10 kWh.

601. Comme pour tout soutien public, il conviendra de préciser les conditions générales du soutien qu'ils entendent mettre en place pour soutenir le stockage d'électricité « diffus ». Parmi ces conditions, l'on peut proposer des conditions tenant aussi bien au choix technologique, qu'à l'utilisation des installations de stockage d'électricité ou encore à la prise en compte de l'environnement.

602. Pour susciter l'intérêt des consommateurs à investir dans un dispositif de stockage et d'en simplifier l'utilisation, le soutien devrait être circonscrit à une technologie de stockage d'électricité suffisamment mature et adaptée à l'autoconsommation résidentielle. Selon la littérature spécialisée¹¹⁰⁵, la technologie adaptée à l'autoconsommation reste de loin les batteries, et en particulier les batteries au lithium-ion. La perspective d'une baisse des prix pour la technologie lithium-ion conduit d'autant plus à privilégier cette technologie pour réduire le coût du soutien¹¹⁰⁶. Sans obturer le développement des autres technologies, il pourrait être proposé de revoir le champ d'application du soutien régulièrement au regard de l'évolution rapide de la recherche et développement dans ce domaine.

603. Pour répondre à l'exigence constitutionnelle du bon usage des deniers publics, le soutien devrait, par ailleurs, être assujéti à certaines conditions d'utilisation. Comme il a été précédemment vu¹¹⁰⁷, l'autoconsommation permet une réduction des coûts des réseaux si et seulement si la consommation est, autant que possible, synchronisée avec la production. Pour s'en assurer, l'autoconsommateur devrait autoconsommer l'électricité qu'il produit ou qu'il a stockée pour limiter ses soutirages depuis le réseau, notamment en période de tension sur le

¹¹⁰³ *Ibid.*

¹¹⁰⁴ *Ibid.*

¹¹⁰⁵ V., en ce sens, Thèse n°4 sur le stockage d'électricité », Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, 14 p., p. 2 ; Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique, *op. cit.*, point 5.3.6, p. 192 ; Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2017, *op. cit.*, point 10.2.3., p. 326 ; Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Rapport technique, Edition 2019, Mars 2020, 182 p., point 3.5.2., p. 59 ; Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.3.3., p. 325.

¹¹⁰⁶ Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Rapport technique, Edition 2019, *op. cit.*, point 3.5.2., p. 59.

¹¹⁰⁷ V., en ce sens, paragraphes 390, 406 et 440-447.

réseau. Avec un dispositif de stockage donc, il pourrait être envisagé d'imposer, au cours des heures dimensionnantes pour le réseau, un taux minimum d'autoconsommation. Ce taux, ainsi que les sanctions pécuniaires associées en cas de non-respect, pourrait être déterminé par l'autorité administrative compétente, en concertation avec la CRE et les gestionnaires de réseaux concernés. Pour éviter toute réticence à l'acquisition d'un dispositif de stockage dans ce cadre, il semble opportun de limiter cette mesure à un nombre de jours par an, en privilégiant les jours de pointe. Sur le reste de l'année, il pourrait être intéressant de lancer la réflexion d'une tarification des réseaux incitative pour envoyer un signal-prix aux autoconsommateurs détenteurs de dispositif de stockage d'électricité.

604. Enfin, il pourrait être question de conditionner le soutien à un critère environnemental pour susciter l'acquisition d'un dispositif vertueux pour l'environnement. Dans la mesure où le soutien public envisagé s'inscrirait dans une démarche environnementale qui est celle de la transition énergétique, l'aboutissement du soutien devrait nécessairement améliorer la protection de l'environnement.

Deux propositions peuvent à ce titre être présentées.

Une première solution pourrait consister à exclure du soutien les batteries qui ont un impact négatif certain sur l'environnement et la santé humaine. Les pouvoirs publics ont déjà conditionné des soutiens à des technologies de batteries vertueuses pour l'environnement. Tel fut le cas pour le soutien accordé à l'acquisition de vélos et des véhicules électriques. L'article D. 251-3 du code de l'énergie, qui fixe les conditions pour bénéficier de la prime à la conversion, exclut ainsi les véhicules utilisant des batteries au plomb¹¹⁰⁸.

Une deuxième solution pourrait consister à encourager l'acquisition de batteries ayant fait l'objet d'une « réaffectation », au sens de l'article 3, point 31), du règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries¹¹⁰⁹, par l'introduction d'une bonification. Plébiscité par la Commission européenne¹¹¹⁰, l'usage des batteries réaffectées présente plusieurs opportunités. Hormis le fait que la réutilisation de ces batteries satisfait aux objectifs de réduction de production de déchets au sein de l'Union, leur usage est susceptible de consolider la chaîne de valeur des batteries. La réaffectation des batteries a ainsi l'avantage de sécuriser l'approvisionnement des matières premières¹¹¹¹. Selon l'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, « *en*

¹¹⁰⁸ V., en ce sens, C. énergie, article D. 251-3, I, 1°. Pour le « bonus vélo », V., C. énergie, article D. 251-2, premier alinéa.

¹¹⁰⁹ Règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries, modifiant la directive 2008/98/CE et le règlement (UE) 2019/1020, et abrogeant la directive 2006/66/CE.

¹¹¹⁰ Le pacte vert pour l'Europe, Commission européenne, 11 décembre 2019, COM(2019) 640 final, point 2.1.3, p. 10. V., aussi, Directive 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 relative aux déchets et abrogeant certaines directives (*JOUE*, n° L 312, 22 novembre 2008, p. 3–30).

¹¹¹¹ V., en ce sens, HOMOBONO (N.), VIGNOLLES (D.), Analyse de la vulnérabilité d'approvisionnement en matières premières des entreprises françaises, Rapport remis au Ministre de l'Économie et des Finances et au Vice-président du Conseil National de l'Industrie, CGE, Mars 2019, 66 p., pp. 28-29 et p. 35. « WMF Criticality

récupérant les matières critiques », un système de recyclage robuste permettrait ainsi « *de réduire la demande de matières premières, les émissions de gaz à effet de serre et les impacts locaux négatifs liés à l'extraction et au raffinage*¹¹¹² ». De fait, en incitant les autoconsommateurs à acheter des batteries dites de « seconde génération », le soutien participerait au développement d'une nouvelle filière française créatrice d'emploi, à la réduction des déchets de batteries et à la sécurisation de l'approvisionnement des matières premières critiques.

§2. – Par la révision du soutien à l'autoconsommation

605. L'utilisation du stockage d'électricité associé à l'autoconsommation est appelée à se développer au cours des prochaines décennies. Reste que le cadre législatif applicable à l'autoconsommation, et plus particulièrement au soutien, est susceptible de retarder le développement du stockage d'électricité « diffus ». Le *net metering* est l'un des exemples qui illustrent le mieux ce point. Contrairement au législateur européen, la France est intervenue rapidement pour exclure ce type de facturation. Si la raison première n'était pas le développement du stockage d'électricité, mais bien la garantie de la péréquation tarifaire, il n'empêche que cette mesure a permis à la filière du stockage d'électricité de se développer dans le secteur résidentiel.

606. Si la fin du *net metering* est une évolution substantielle pour le stockage d'électricité (A), elle reste encore insuffisante pour susciter un essor du stockage résidentiel. Dès lors, afin de garantir à la fois le développement de l'autoconsommation et celui du stockage d'électricité, il conviendrait de mener une étude sur la révision du soutien à l'autoconsommation en France pour l'adapter au stockage d'électricité (B).

A. La fin du *net metering* : une évolution substantielle pour le stockage d'électricité

607. Le *net metering* ou la « facturation nette », consiste, pour un autoconsommateur, à ce que chaque kWh injecté soit compensé sous la forme d'un « crédit »¹¹¹³, puis déduit ultérieurement sur les kWh soutirés¹¹¹⁴. Ce dispositif contractuel trouve son origine en 1983

assessment », Presentation, BRGM, CRU & MCKINSEY, 14 p., p. 6, in *World Materials Forum*, 17-19 June 2021, Nancy. LEPESANT (G.), La transition énergétique face au défi des métaux critiques, Etudes de l'Ifri, IFRI, Janvier 2018, 53 p.

¹¹¹² V., en ce sens, BONNET (C.), COPINSCHI (P.), HAFNER (M.) et al., L'alliance européenne des batteries : enjeux et perspectives européennes, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, Décembre 2020, *op. cit.*, p. 70.

¹¹¹³ "Net metering and PV self-consumption in emerging countries", *Photovoltaic Power Systems Programme*, IEA, 2018, 56 p., p. 6.

¹¹¹⁴ V., en ce sens, *Ibid.* Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Accompanying the document "Delivering a New Deal for Energy Consumers", European Commission, 15 July 2015, SWD(2015) 141 final, pp. 10-11.

aux États-Unis, dans l'État du Minnesota¹¹¹⁵. Aujourd'hui, la majorité des États fédéraux ont adopté ce dispositif pour soutenir le développement de l'autoconsommation¹¹¹⁶. Dans l'Union européenne, treize États membres autorisent toujours le *net metering*¹¹¹⁷.

608. Le *net metering* est en quelque sorte un dispositif de stockage d'électricité virtuel¹¹¹⁸. Ainsi, lorsque l'installation de production d'électricité ne produit pas suffisamment d'électricité, les flux injectés sur le réseau viennent se déduire des flux soutirés.

609. Si pour le consommateur ce procédé est « *attrayant et facile à appliquer et à comprendre*¹¹¹⁹ », il ne permet pas pour autant de le rendre autonome¹¹²⁰. En effet, le *net metering* soulève une difficulté notable : il ne tient pas compte des variations de prix de l'électricité¹¹²¹, pourtant la valeur d'un kWh fluctue en fonction de l'heure de la journée, étant plus élevée en période de pointe que pendant les heures creuses. À cela, il faut observer que l'utilisation d'un contrat en *net metering* ne permet pas une juste contribution des autoconsommateurs au financement des réseaux. En effet, l'électricité injectée sur le réseau est déduite de celle consommée. Autrement dit, les autoconsommateurs paient seulement les redevances d'accès au réseau sur l'électricité additionnelle, c'est-à-dire sur la part de l'électricité qui n'a pas été déduite par les flux injectés sur le réseau.

610. L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation, publiée le 28 juillet 2016, a introduit un cadre légal à l'autoconsommation individuelle et collective. Aussitôt la première pierre posée à l'édifice, la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité¹¹²² s'est prémunie contre la pratique du *net metering*. La loi exclut toute pratique qui « *consiste à compenser des kWh injectés par des kWh soutirés même si ces deux opérations*

¹¹¹⁵ V., en ce sens, "Net metering and PV self-consumption in emerging countries", *Photovoltaic Power Systems Programme*, IEA, *op. cit.*, p. 8.

¹¹¹⁶ V., en ce sens, Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Accompanying the document "Delivering a New Deal for Energy Consumers", European Commission, 15 July 2015, SWD(2015) 141 final, p. 10.

¹¹¹⁷ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 123.

¹¹¹⁸ V., en ce sens, *Ibid.*

¹¹¹⁹ *Ibid.* (traduction réalisée par l'auteur).

¹¹²⁰ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 85.

¹¹²¹ V., en ce sens, Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Accompanying the document "Delivering a New Deal for Energy Consumers", European Commission, 15 July 2015, SWD(2015) 141 final, p. 10. V. aussi, Monographie n°8 sur le consommateur dans la transition énergétique », Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-CUBE Strategy consultants et CRE, Mai 2018, 30 p., pp. 14-16.

¹¹²² 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.

*se font à des moments différents de la journée*¹¹²³ ». Pour cela, le législateur a d’abord procédé à un apport à l’article L. 315-1 du code de l’énergie en précisant que l’électricité autoconsommée doit s’entendre comme l’électricité qui est autoconsommée directement ou après une période de stockage d’électricité¹¹²⁴. Il a ensuite laissé au pouvoir réglementaire la mission d’arrêter « *la nature et la périodicité des mesures de consommation* »¹¹²⁵ afin que celui-ci garantisse un pas de temps suffisamment fin pour éviter tout *net metering* dans le cadre d’une opération d’autoconsommation collective¹¹²⁶.

611. Pour renforcer l’autonomie des consommateurs, la directive 2019/944 a mis fin au *net metering*. Conformément à l’article 15, paragraphe 4, de la présente directive, les clients devront choisir, à partir de 2024, un modèle contractuel comptabilisant séparément les injections et les prélèvements¹¹²⁷.

612. La fin des contrats en facturation nette est une évolution majeure pour le stockage d’électricité. Selon une étude européenne sur le stockage d’électricité publiée en mars 2020, le *net metering* est perçu comme une « *mesure de distorsion*¹¹²⁸ » qui dissuade les autoconsommateurs à s’équiper d’un dispositif de stockage d’électricité. En effet, ces derniers n’y sont pas tentés dans la mesure où ils bénéficient déjà d’un moyen de stockage, certes virtuel, mais à moindre coût.

¹¹²³ V., en ce sens, PONIATOWSKI (L.), *Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le 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*, Sénat, N° 285, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 28, article 1^{er} bis.

¹¹²⁴ V., en ce sens, 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, article 8.

¹¹²⁵ PONIATOWSKI (L.), *Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques sur le 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*, Sénat, N° 285, 11 janvier 2017, *op. cit.*, p. 28, article 1^{er} ter.

¹¹²⁶ V., en ce sens, C. énergie, article L. 315-4 et article D.315-4 et s. V. aussi, GAULMYN (de) L., *Les mécanismes de soutien à la production d’électricité de source renouvelable*, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2019, *op. cit.*, p. 522, paragraphes 1620-1621.

¹¹²⁷ Cette mesure doit être conjointement lue avec les dispositions de l’article 15, paragraphe 2, point e), de la directive 2019/944, lesquelles prévoient que les États membres veillent à ce que les clients actifs soient soumis à des redevances de réseau qui « *reflètent les coûts* » et qui « *comptabilisent séparément l’électricité injectée dans le réseau et l’électricité consommée à partir du réseau [...] de façon à ce qu’ils contribuent de manière adéquate et équilibrée au partage du coût global du système [électrique]* ».

¹¹²⁸ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., *Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe*, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 77.

613. Reste que si la directive 2019/944 met fin au *net metering*, les États membres qui ont mis en place un tel système de facturation avant le 4 juillet 2019 peuvent toujours le maintenir. En effet, bien que l'article 15, paragraphe 4, de la présente directive prévoit que les États ne pourront plus accorder de nouveaux droits après le 31 décembre 2023, les autoconsommateurs qui auront contractualisés, avant cette date, un contrat en *net metering*, pourront toujours bénéficier de ce mode de facturation au-delà de 2024. Cette situation, pouvant susciter par ailleurs une hausse des contrats en *net metering* avant la fin du délai légal, est susceptible de retarder le développement du stockage d'électricité dans le secteur résidentiel.

B. Une adaptation du soutien au stockage d'électricité

614. Plusieurs pistes de réflexion peuvent être envisagées, à plus ou moins long terme, pour encourager le développement du stockage d'électricité résidentiel. Deux pistes de réflexion se détachent en particulier. La première vise à clarifier l'utilisation des dispositifs de stockage dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective (1). La seconde, qui s'inscrit dans le cadre du soutien à l'autoconsommation, vise à mener une réflexion sur la limitation de la vente en surplus (2).

1. Clarifier l'utilisation des dispositifs de stockage dans le cadre des opérations d'autoconsommation collective

615. L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité a institué deux régimes distincts : celui de l'autoconsommation individuelle et celui de l'autoconsommation collective¹¹²⁹. La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016¹¹³⁰ a offert la possibilité aux autoconsommateurs individuels de stocker l'électricité issue de leur installation de production d'électricité¹¹³¹. Ainsi, aux termes des dispositions de l'article L. 315-1 du code de l'énergie : « *Une opération d'autoconsommation individuelle est 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. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage.*¹¹³² ». Cette faculté permet à l'autoconsommateur individuel d'augmenter son taux d'autoconsommation, et *in fine*, de soulager le réseau en période de pointe.

¹¹²⁹ V., en ce sens, Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, article 1. V., aussi, C. énergie, article L. 315-1 et s.

¹¹³⁰ 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.

¹¹³¹ *Ibid.*, article 8.

¹¹³² C. énergie, article L. 315-1, premier alinéa.

616. En l'état actuel du droit, sans que cela ne soit par ailleurs justifié, l'article L. 315-2 du code de l'énergie, qui définit l'autoconsommation collective, ne prévoit pas la possibilité de stocker l'électricité produite. Autrement dit, l'électricité autoconsommée ne peut avoir été précédemment stockée. Or, sur le fond, il n'existe aucune différence objective et nette entre une opération d'autoconsommation individuelle et collective. Dans une délibération du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité, la CRE avait à ce titre invité le Gouvernement à prendre en compte les installations de stockage, tant pour les opérations d'autoconsommation individuelle que collective¹¹³³.

617. Une approche extensive de l'article L. 315-1 du code de l'énergie aux opérations d'autoconsommation collective ne paraît d'ailleurs convaincre. Rappelons qu'aux termes de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation est dite collective « *lorsque 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 dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels.*¹¹³⁴ ». Si une opération d'autoconsommation collective peut réunir plusieurs autoconsommateurs individuels, elle peut aussi s'illustrer par la présence d'un unique producteur d'électricité. En effet, à titre d'illustration, le Gouvernement cite par exemple « *des projets d'approvisionnement de logements collectifs ou de centres commerciaux par une installation solaire implantée sur site.*¹¹³⁵ ». Autrement dit, l'opération d'autoconsommation collective n'est pas, dans le fond, uniquement un agrégat d'opérations d'autoconsommation individuelle.

618. Pour mettre fin à cette rupture d'égalité entre l'autoconsommation individuelle et collective, il pourrait être suggéré une évolution législative visant à faire mentionner, de manière explicite, à l'article L. 315-2 du code de l'énergie, la possibilité, pour les autoconsommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, de consommer de l'électricité après une phase de stockage. Pour cela, il pourrait être envisagé de réécrire l'article L. 315-2 du code de l'énergie, par l'ajout, au premier alinéa, de la phrase suivante : « *La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage.* ».

¹¹³³ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité, 19 juillet 2016, p. 4.

¹¹³⁴ C. énergie, article L. 315-2, premier alinéa.

¹¹³⁵ Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité (*JORF*, n°0174 du 28 juillet 2016).

2. Envisager en dernier recours une limitation de la vente en surplus

619. Aujourd'hui, les pouvoirs publics offrent la possibilité aux personnes participant à une opération d'autoconsommation de bénéficier de divers soutiens financiers. Ils peuvent ainsi prétendre, pour tout ou partie de l'électricité produite par leur installation de production, à un tarif d'achat, fixé par arrêté¹¹³⁶. Pour les grandes opérations d'autoconsommation, les autoconsommateurs peuvent également bénéficier d'un soutien dans le cadre d'appel d'offres.

620. Ces soutiens n'encouragent pas nécessairement le recours à un dispositif de stockage. Outre la possibilité de vendre en totalité l'électricité produite, l'autoconsommateur n'est pas incité à s'équiper d'un dispositif de stockage dès lors qu'il a la possibilité de vendre, à l'acteur obligé¹¹³⁷, les flux qu'il n'autoconsomme pas.

621. Pour pallier cette difficulté, il pourrait être envisagé de limiter la vente en surplus afin d'inciter les autoconsommateurs à investir dans un dispositif de stockage d'électricité. À titre liminaire, il convient de rappeler que les autoconsommateurs disposant d'une installation implantée sur un bâtiment, un hangar ou une ombrière, utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale peuvent souscrire à un contrat pour la vente de l'électricité qu'ils produisent. L'arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par ces installations¹¹³⁸ prévoit ainsi deux modes de rémunération. Lorsque l'autoconsommateur choisit la vente en totalité, celui-ci bénéficie d'un tarif déterminé par l'arrêté. *A contrario*, lorsque l'autoconsommateur choisit la vente en surplus, celui-ci bénéficie d'une prime à l'investissement ainsi qu'un tarif d'achat par kWh injecté sur le réseau.

622. Outre l'arrêt progressif des contrats en vente totale, qui n'incitent pas l'autoconsommateur à devenir autonome, il pourrait être suggéré de mettre en place un tarif moins avantageux pour les autoconsommateurs qui choisissent le tarif de vente en surplus voire d'instaurer un tarif sensiblement dégressif. Ainsi, plus le consommateur injecte de l'électricité sur le réseau, moins le tarif d'achat de vente en surplus est intéressant. Cette proposition est raisonnable à plusieurs égards. D'une part, elle permettrait de diminuer le soutien de l'État accordé à l'autoconsommation. En harmonie avec les règles du marché intérieur de l'électricité, elle viserait, d'autre part, à rendre le consommateur plus autonome. Enfin, et non des moindres,

¹¹³⁶ Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale (*JORF*, n°0235 du 8 octobre 2021).

¹¹³⁷ EDF OA.

¹¹³⁸ *Ibid.*

elle favoriserait le développement des moyens de flexibilité, nécessaires pour intégrer la production d'électricité photovoltaïque au système électrique.

CONCLUSION DU CHAPITRE 2

623. Malgré la mise en place d'incitations publiques, le déploiement du stockage d'électricité n'enregistre pas de croissance significative. Afin de dynamiser le développement de cette technologie, ce chapitre s'est consacré à la proposition d'initiatives visant à renforcer les incitations existantes et à introduire de nouvelles stratégies de soutien pour promouvoir cette filière émergente. Il est essentiel que ces mesures ciblent aussi bien les acteurs professionnels que les particuliers impliqués dans l'autoconsommation.

624. Dans cette optique, il est apparu nécessaire d'intégrer de manière plus complète le stockage d'électricité aux objectifs de la politique énergétique, sans se cantonner à la promotion exclusive de certaines technologies.

625. À ce propos, il a été jugé essentiel de fixer des objectifs quantitatifs. Dans le cadre du paquet législatif « Ajustement à l'objectif 55 », le législateur de l'Union envisage de quantifier les capacités de stockage d'électricité. Bien que des objectifs quantitatifs de développement du stockage aient été établis au niveau national, ils se sont jusqu'à présent concentrés sur les stations de transfert d'énergie par pompage.

626. Trois propositions ont été avancées pour accélérer le déploiement du stockage d'électricité au moyen d'objectifs quantifiés, transparents et neutres sur le plan technologique. En premier lieu, il a été recommandé de réviser l'article L. 100-4 du code de l'énergie, actuellement dépourvu d'objectifs spécifiques de développement du stockage d'électricité. En deuxième lieu, il a été proposé d'intégrer des objectifs de développement du stockage d'électricité dans la loi définissant les orientations et les priorités de la politique énergétique nationale, conformément à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie. Enfin, dans la droite ligne des deux premières propositions, il a été suggéré, en troisième lieu, de préciser ces objectifs dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, en couvrant autant que possible les différentes technologies de stockage d'électricité.

627. En parallèle, il nous a semblé nécessaire de renforcer les mesures de soutien existantes. Cela pourrait se traduire par un renforcement de l'appel d'offres destiné au stockage d'électricité et par une révision des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables.

628. Enfin, pour stimuler le développement du stockage d'électricité diffus, il a été proposé de mettre en place un soutien public sous forme de prime à l'investissement pour l'acquisition d'un dispositif de stockage. En complément, il serait également souhaitable de clarifier l'utilisation des dispositifs de stockage dans le contexte de l'autoconsommation

collective, car le code de l'énergie n'apporte actuellement aucune précision quant à la possibilité d'intégrer le stockage dans ce type d'opération.

CONCLUSION DU TITRE 1

629. L'expansion de l'énergie éolienne et photovoltaïque, qui est variable et intermittente contrairement à l'hydroélectricité, crée la nécessité de développer de nouveaux moyens de flexibilité pour maintenir la stabilité du réseau électrique. Cette évolution ouvre de nouvelles perspectives pour le stockage stationnaire d'électricité.

630. Le stockage d'électricité constitue une réponse efficace aux défis posés par les fluctuations de la production et de la demande d'électricité. Il permet d'atténuer les pointes de production et de redistribuer l'énergie vers les moments de forte consommation, adaptant ainsi la disponibilité de l'électricité à différentes échelles temporelles. Cette capacité à ajuster la production électrique contribue à améliorer l'efficacité des centrales électriques, renforce la participation des producteurs d'électricité sur les marchés de l'énergie et permet aux particuliers impliqués dans l'autoconsommation d'accroître leur autonomie vis-à-vis du réseau.

631. Malgré les incitations publiques actuellement en vigueur, le déploiement du stockage d'électricité ne connaît pas de progression significative. Souvent, le soutien politique envers le stockage reste en deçà des objectifs fixés par la France pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Les objectifs de la politique énergétique et les moyens pour les atteindre sont principalement centrés sur les stations de transfert d'énergie par pompage et l'électricité stockée issue de sources renouvelables, excluant ainsi une grande partie des projets de stockage. Pour résoudre ces problèmes, il est souhaitable de réviser les dispositions du titre préliminaire du code de l'énergie concernant les objectifs de la politique énergétique. Sur le fond, il est recommandé de promouvoir la neutralité technologique tant que les technologies offrent une certaine complémentarité les unes par rapport aux autres.

632. De plus, il est envisagé de renforcer les soutiens directs en faveur du stockage d'électricité, notamment en revoyant les modalités de l'appel d'offres destiné au stockage d'électricité. Il est également nécessaire de repenser les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, en permettant aux producteurs d'électricité bénéficiant d'un soutien et exploitant une installation de stockage de stocker de l'électricité provenant du réseau.

633. Afin de promouvoir le développement du stockage d'électricité décentralisé, il serait enfin intéressant de mettre en place un soutien public, comme une prime à l'investissement, pour encourager l'acquisition de dispositifs de stockage. Bien que la Commission européenne soit en faveur de l'introduction d'un soutien à l'autoconsommation combinée au stockage d'électricité, les autorités publiques françaises n'ont pas encore exprimé clairement leur position sur ce sujet. Par conséquent, il serait judicieux que les pouvoirs publics, en particulier la Direction générale de l'énergie et du climat, en collaboration avec l'Agence de

la transition écologique et la CRE, mènent une étude approfondie sur cette question. Cette étude pourrait ainsi servir de base pour explorer des options en vue d'un éventuel soutien financier au développement du stockage d'électricité décentralisé.

TITRE 2

PAR LE RENFORCEMENT DE SIGNAUX ÉCONOMIQUES ADAPTÉS

634. Aujourd’hui, les opérateurs de stockage d’électricité peuvent générer des revenus de différentes manières, notamment en vendant de l’électricité sur les marchés de l’électricité, en fournissant des services de flexibilité aux gestionnaires de réseaux publics ou en offrant des services à des clients industriels, tels que la fourniture d’énergie de secours. Mais cette activité de marché n’est pas sans difficulté. Les prix de l’électricité et les conditions de certains marchés peuvent rendre difficile la prévision des revenus futurs des projets de stockage d’électricité. Cette incertitude peut dissuader les investisseurs, en particulier pour les projets qui ne bénéficient pas de financements publics. Le caractère risqué de ces projets est identifié par les parties prenantes comme « *l’un des principaux obstacles à l’investissement dans le stockage d’énergie*¹¹³⁹ ». Pour accroître l’attrait des projets de stockage d’électricité pour les investisseurs, plusieurs solutions peuvent être envisagées, notamment la mise en place de soutiens financiers spécifiques, une meilleure intégration dans les marchés de l’électricité, ainsi que l’exploitation des leviers fiscaux.

635. À l’origine, les marchés de l’électricité étaient conçus pour les grandes centrales de production, mais ils sont désormais en cours d’adaptation pour faciliter la participation des producteurs d’énergie renouvelable et des nouveaux moyens de flexibilité, tels que le stockage d’électricité. Cette adaptation est nécessaire pour garantir un traitement équitable pour toutes les capacités susceptibles de participer à ces marchés, conformément aux nouveaux principes et règles établis dans le cadre du quatrième « paquet » énergie. Cependant, les nouvelles règles se heurtent à une réglementation technique qui n’est pas compatible avec les principes établis par le législateur européen. De plus, l’adaptation des marchés de l’électricité est un processus complexe et progressif qui demande du temps. En conséquence, des obstacles subsistent sur certains marchés, ce qui entrave la pleine participation au stockage d’électricité. Dans cette optique, il est préconisé de continuer à promouvoir l’intégration du stockage dans les marchés de l’électricité (**Chapitre 1**), pour créer un environnement favorable qui permettra au stockage d’électricité de participer pleinement à ces marchés.

636. Les opérateurs de stockage d’électricité sont soumis à des obligations fiscales, comme tout autre opérateur économique. À ce propos, il est pertinent d’exploiter les leviers fiscaux disponibles pour encourager le développement du stockage d’électricité (**Chapitre 2**).

¹¹³⁹ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, *op. cit.*, point 4.1., p. 25 (traduit par l’auteur).

CHAPITRE 1

POURSUIVRE L'INTÉGRATION DU STOCKAGE DANS LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

637. Dans le but de parvenir à des marchés de l'électricité « *plus flexibles*¹¹⁴⁰ », le législateur communautaire a procédé à une refonte des règles du marché intérieur de l'électricité dans le cadre du quatrième « paquet » énergie. Depuis lors, ces règles reconnaissent le droit aux opérateurs de stockage d'opérer sur les différents marchés de l'électricité, notamment les marchés de gros de l'électricité, les marchés de capacités et les marchés d'équilibrage¹¹⁴¹. Ces règles visent à garantir une concurrence loyale¹¹⁴², en mettant en place des conditions de marché et des produits adaptés aux spécificités des technologies de stockage.

638. En France, il a rapidement été reconnu que la création d'un environnement favorable à la participation du stockage d'électricité aux marchés de l'électricité était nécessaire. Le stockage d'électricité est considéré comme une solution complémentaire aux effacements pour accélérer la transition vers un mix de production axé sur les énergies renouvelables¹¹⁴³. Les acteurs du marché, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et les autorités publiques ont à ce titre collaboré dans leurs domaines respectifs pour adapter les règles de fonctionnement et de participation aux marchés de l'électricité depuis 2010. Cette collaboration a conduit à ce que, aujourd'hui, les opérateurs de stockage puissent participer à la quasi-totalité des marchés de l'électricité nationaux.

639. Pour autant, la déclinaison des principes juridiques structurants dans les règles techniques de fonctionnement des marchés de l'électricité se révèle être une tâche complexe. Elle a généré et génère encore des difficultés. Les caractéristiques du stockage d'électricité, en tant qu'actif qui, à la fois, injecte et soutire de l'énergie, combinées aux exigences techniques

¹¹⁴⁰ Lancement du processus de consultation publique sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie, Commission européenne, COM(2015) 340 final, 15 juillet 2015, point 2.2.1., p. 8.

¹¹⁴¹ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 1^{er}, point b) et article 3, points c), g), j), m) et n) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 9).

¹¹⁴² V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 3, point j) ; Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 3, paragraphe 4.

¹¹⁴³ Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 189.

de certains marchés, ont généré et génèrent encore ce jour des difficultés. Bien que certains de ces obstacles sont en voie d'être résolus, d'autres persistent toujours.

640. Alors que nous avons pu observer précédemment que le développement du stockage nécessite, de toute évidence, un soutien politique et financier, d'aucuns pourraient contester le fait de privilégier, en priorité, la suppression des obstacles réglementaires, ainsi que les règles discriminatoires en place, qui empêchent les opérateurs de stockage de participer aux marchés de l'électricité sur un pied d'égalité avec les autres acteurs. Il est donc primordial d'encourager les autorités publiques et les parties prenantes à parachever l'intégration du stockage sur les marchés d'équilibrage (**Section 2**), puis à poursuivre cette intégration sur le marché de la capacité (**Section 3**). Enfin, malgré l'absence de difficultés majeures concernant la participation des opérateurs de stockage sur les marchés de gros de l'électricité, il semble être pertinent de s'y pencher, ne serait-ce qu'en raison de la participation active des opérateurs de stockage sur ces marchés (**Section 1**).

641. Cette partie de l'étude a été étayée par des sources à la fois formelles et informelles. À la suite d'une analyse approfondie des aspects techniques du fonctionnement des marchés de l'électricité, des entretiens ont été menés avec des praticiens spécialisés dans ce domaine. Ces échanges constructifs ont permis d'éprouver nos pressentiments, tout en préservant l'indépendance requise dans notre rôle de chercheur universitaire.

SECTION 1. – LA PARTICIPATION DU STOCKAGE AUX MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

642. Les opérateurs de stockage d'électricité disposent de plusieurs possibilités pour s'approvisionner en électricité. Ils ont la possibilité d'acquérir de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité, de se fournir directement auprès d'un fournisseur d'électricité, ou encore de prélever de l'énergie depuis l'installation de production d'électricité à laquelle ils sont connectés.

643. L'électricité acquise peut servir à deux fins principales : elle peut être utilisée pour fournir des services au système électrique ou pour réaliser des opérations d'arbitrage pures sur les marchés de gros de l'électricité.

644. À ce jour, aucune disposition n'est prévue pour encadrer l'activité qui consiste à réaliser des opérations d'arbitrage sur les marchés de gros de l'électricité, que l'on pourrait qualifier d'« achat d'électricité pour revente après une période de stockage ». Bien que cette activité puisse terminologiquement sembler similaire à l'« achat d'électricité pour revente », qui est réglementé par le code de l'énergie, elle s'en distingue de manière significative.

645. Il est donc essentiel, tout d'abord, d'identifier clairement l'activité d'achat d'électricité en vue de sa revente après une période de stockage sur les marchés de gros (§1), puis de se pencher sur le cadre légal qui s'applique à cette activité de marché (§2).

§1. – L’achat d’électricité pour revente après une période de stockage

646. Au sens large, l’électricité achetée pour être revendue sur les marchés de gros en vue d’une optimisation commerciale, indépendamment de son stockage, se réfère à la notion communément admise d’« arbitrage »¹¹⁴⁴. Pour Emmanuel Grand et Thomas Veyrenc, la notion d’arbitrage s’entend comme « *une opération financière assurant de manière certaine à celui qui l’effectue un gain positif ou nul*¹¹⁴⁵ ». L’arbitrage peut être virtuel, les négociants (ou « traders ») arbitrent ainsi entre les prix de l’énergie sans qu’elle soit livrée physiquement. Mais l’arbitrage peut également être physique, dès lors que l’énergie peut être stockée. Ainsi, dans le secteur gazier, les opérateurs d’installation de stockage de gaz peuvent profiter des opportunités de marché et opérer des arbitrages sur les prix, en optimisant commercialement les variations du prix du gaz¹¹⁴⁶. Dans le secteur de l’électricité, les opérateurs d’installation de stockage peuvent également tirer profit des écarts de prix temporels entre l’achat et la vente d’électricité sur les marchés de gros de l’électricité. La CRE, qui rappelle que l’arbitrage est la « *fonction principale* » du stockage d’électricité¹¹⁴⁷, préfère utiliser la notion de « report de charge », qui, pour l’autorité, consiste « *à soutirer de l’énergie au réseau quand les coûts de production sont les plus faibles et à la réinjecter à la pointe, en substitution des moyens de production les plus onéreux*¹¹⁴⁸ ». On préférera toutefois le recours à la notion d’« arbitrage » qui procède de la traduction du terme anglo-saxon « *trading* » et qui semble être préférée de la littérature économique.

647. En dépit d’une reconnaissance suffisamment claire et précise, il nous semble important d’identifier l’activité qui consiste dans l’arbitrage des prix sur les marchés de gros de l’électricité (**A**), activité qui est d’ailleurs pleinement encouragée (**B**), notamment par la Commission européenne qui y voit un moyen pour réduire la volatilité des prix occasionnée par le développement de la production d’énergie renouvelable variable et intermittente.

¹¹⁴⁴ BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l’électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 4.2., p. 73. On pourrait aussi considérer que cette activité relève d’une activité spéculative. Pour Nicholas Kaldor, la spéculation s’entend comme « *l’achat ou la vente de biens avec intention de revente (ou de rachat) à une date ultérieure, lorsque l’action est motivée par l’espoir d’une modification du prix et non par l’avantage lié à l’usage du bien* » [KALDOR (N.), *Spéculation and Economic Stability*, *Review of Economic Studies*, n°1, 1939].

¹¹⁴⁵ GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L’Europe de l’électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, Novembre 2011, 564 p., p. 270.

¹¹⁴⁶ Le marché intérieur de l’énergie : Des mesures coordonnées en matière de sécurité des approvisionnements énergétiques, Commission européenne, 11 septembre 2002, COM(2002) 488 final, p. 52.

¹¹⁴⁷ « Le stockage d’électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 2.

¹¹⁴⁸ Délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l’examen d’un projet d’ouvrage de stockage d’électricité dans les zones non interconnectées, N° 2023-13, 26 janvier 2023, point. 1.2.1, p. 14.

A. Une activité destinée à l'arbitrage des prix sur les marchés de gros

648. Les marchés de gros de l'électricité sont les marchés où l'électricité est négociée, avant d'être acheminée vers les consommateurs finals. Ils offrent aux acteurs du marché la possibilité d'échanger de l'électricité à des horizons de temps très différents, jusqu'à quelques minutes avant la livraison effective de l'électricité.

649. En raison de la nature intrinsèque des fluctuations dans la demande et l'offre d'électricité, les prix qui prévalent sur ces marchés connaissent une grande instabilité. Cette variabilité des prix se présente comme une opportunité pour les opérateurs de stockage, qui exploitent les variations de prix en stockant de l'électricité durant les périodes de prix bas et en la restituant lors des périodes de prix élevés. Étant donné que les prix de l'électricité sur les marchés de gros devraient devenir de plus en plus volatils, notamment en raison de l'intégration croissante d'énergies renouvelables intermittentes, de nouvelles opportunités se dessinent pour ces opérateurs.

650. Il paraît pertinent, dans un premier temps, d'identifier les marchés de gros de l'électricité (1) avant de présenter, dans un deuxième temps, l'activité des opérateurs de stockage qui consiste à arbitrer les prix sur ces marchés (2).

1. Les marchés de gros de l'électricité

651. Le règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie comme les marchés sur lesquels « *des produits énergétiques de gros sont négociés*¹¹⁴⁹ ». Ces marchés jouent un rôle fondamental dans le fonctionnement du système électrique. D'abord, ils permettent de mettre en relation les producteurs et les fournisseurs d'électricité. Ensuite, ils permettent d'envoyer un signal-prix, aussi bien pour stimuler les investissements dans les capacités de production et de flexibilité, que pour influencer les choix de consommation des utilisateurs.

652. Les acteurs qui interviennent sur ces marchés sont nombreux. Parmi eux, figurent notamment les producteurs d'électricité, les négociants, les clients finals, les gestionnaires de réseaux, ou encore responsables d'équilibre¹¹⁵⁰.

¹¹⁴⁹ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (*JOUE*, n° L 326, 8 décembre 2011, p. 1–16), article 6, 2).

¹¹⁵⁰ ACER Guidance on the application of Regulation (EU) n° 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency 6th Edition, point 2.4., pp. 25-26.

653. Les transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité peuvent s'établir soit de manière bilatérale, soit par l'intermédiaire de marchés « organisés », c'est-à-dire des bourses, dont l'utilisation reste optionnelle.

Quand les transactions s'établissent de manière bilatérale, on parle de transactions « OTC » pour *Over The Counter* (ou « gré à gré »). Un contrat de gré à gré se conclut entre un acheteur et un offreur, directement ou par l'intermédiaire d'un courtier¹¹⁵¹ (« *broker* »).

Contrairement aux contrats de gré à gré, où la détermination du prix résulte d'un commun accord entre l'acheteur et l'offreur, la formation du prix de l'électricité sur la bourse est déterminée par la rencontre entre l'offre et la demande, en temps quasi réel. Les bourses de l'électricité au comptant¹¹⁵² sont des marchés centralisés qui regroupent, dans un même lieu (virtuel), l'ensemble de l'offre (producteurs, opérateurs de stockage, opérateurs d'effacement, négociants) et de la demande (fournisseurs, opérateurs de stockage, négociants, clients finals industriels). Les bourses ont plusieurs avantages. Elles permettent d'une part de faciliter les échanges en proposant des produits standardisés sous forme de « blocs » et, d'autre part, d'éliminer les risques de contrepartie, en imposant aux participants le dépôt de garantie. La formation du prix de l'électricité sur la bourse résulte non pas d'une enchère, mais d'une « *double enchère*¹¹⁵³ » : chaque vendeur et acheteur propose simultanément une (ou plusieurs) offre et demande, chacune ayant des combinaisons de valeurs prix-quantités différentes¹¹⁵⁴. L'opérateur de bourse les réunit et les répartit de la manière suivante : les demandes sont classées par ordre décroissant, tandis que les offres sont classées par ordre croissant¹¹⁵⁵. Du côté de l'offre, les producteurs d'électricité établissent leur prix en fonction de leur coût marginal de production. Les centrales offrant l'électricité la moins chère sont appelées en premier, les offres suivantes suivent (ordre de préséance économique). La pratique est de considérer que la centrale marginale, c'est-à-dire la dernière centrale appelée pour satisfaire la demande, détermine le prix pour toutes les transactions acceptées. À la fin, les producteurs obtiennent, pour une heure donnée et une zone de marché, un prix identique. Il s'agit là de la tarification « au prix marginal », connu sous la terminologie anglo-saxonne de « *pay-as-clear* ».

¹¹⁵¹ En France, la grande majorité des échanges sont intermédiés par des courtiers (Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2021, CRE, Juin 2022, 110 p., p. 83).

¹¹⁵² Pour la France, Epex Spot, pour « *European Power Exchange* » et Nord Pool. Epex Spot est un opérateur désigné du marché de l'électricité (concrètement, une bourse) agissant en France, en Allemagne, en Grande-Bretagne, aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche, au Luxembourg et en Suisse. Nord Pool est opérateur désigné du marché de l'électricité agissant en France, en Autriche, en Belgique, au Danemark, en Estonie, en Finlande, en France, en Allemagne, en Grande-Bretagne, en Irlande, en Lettonie, en Lituanie, au Luxembourg, en Norvège, aux Pays-Bas, en Pologne et en Suède.

¹¹⁵³ Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2021, CRE, *op. cit.*, p. 100.

¹¹⁵⁴ « *Ces combinaisons traduisent, pour un acheteur, son intention d'acheter des quantités qui vont dépendre du prix de ce produit sur la bourse (par exemple, si le prix est inférieur à telle valeur, le souhait est d'acheter telle quantité). Et pour un vendeur, ce sera le symétrique (si le prix est supérieur à telle valeur, le souhait est de vendre telle quantité).* ». V., BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, p. 100.

¹¹⁵⁵ V., en ce sens, GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, pp. 256-257.

654. Il existe plusieurs marchés de gros de l'électricité qui permettent à chacun de procéder à des transactions à un horizon de temps donné. Il faut distinguer les marchés « spot » des marchés « à terme ». Les premiers permettent d'optimiser les décisions opérationnelles alors que les seconds permettent de couvrir les risques liés aux investissements.

Les marchés « à terme » permettent aux acteurs d'acheter et de vendre de l'électricité pour une livraison fixée dans les semaines, mois, trimestres ou années à venir¹¹⁵⁶. Parce que l'électricité ne stocke pas en quantité suffisante, ces marchés permettent aux acteurs de sécuriser par avance le prix de livraison de l'électricité qui a été négocié à la date de la conclusion du contrat. De ce fait, ces marchés sont moins volatils¹¹⁵⁷, et, par conséquent, moins risqués pour les acteurs de marché¹¹⁵⁸. Selon une étude de la Commission européenne sur la contribution du stockage d'électricité à la sécurité d'approvisionnement publiée en mai 2020, les contrats à terme peuvent être « *un instrument adéquat*¹¹⁵⁹ » pour se prémunir des risques de marché.

Parmi les marchés *spot*, il faut distinguer les marchés journaliers (*day-ahead*) des marchés intrajournaliers (*intraday*). Les marchés journaliers permettent d'acheter et de vendre de l'électricité la veille pour le lendemain. Ils sont organisés chaque jour par un mécanisme d'enchères¹¹⁶⁰, duquel résulte pour chaque produit horaire un prix unique. Les marchés journaliers sont essentiels au bon fonctionnement du système électrique, car ils permettent aux producteurs d'électricité de modifier leur programme de fonctionnement en fonction de la demande, étant considéré que certaines centrales mettent plusieurs heures à démarrer¹¹⁶¹. Les marchés intrajournaliers permettent d'acheter et de vendre de l'électricité au plus près du temps réel. Ils permettent aux acteurs du marché de compléter leur portefeuille pour faire face aux fluctuations imprévues de la demande et de la production d'électricité, l'objectif étant de limiter les pénalités de déséquilibres¹¹⁶². Si les produits intrajournaliers ne représentent qu'une part infime des produits échangés sur le marché¹¹⁶³ (≈1%), le développement de la production d'électricité renouvelable intermittente et variable devrait contribuer à une hausse des

¹¹⁵⁶ En France, les produits échangés vont d'un horizon de temps de trois ans à une journée précédant la livraison (Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2021, CRE, Juin 2022, *op. cit.*, pp. 83-84).

¹¹⁵⁷ SABLIERE (P.), Droit de l'énergie 2014/2015, Dalloz, *op. cit.*, point 844.22, p. 2459.

¹¹⁵⁸ V., en ce sens, GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, pp. 263-265.

¹¹⁵⁹ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 81 (traduit par l'auteur).

¹¹⁶⁰ La fermeture du guichet de dépôt des offres à lieu à 12h J-1.

¹¹⁶¹ V., en ce sens, GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, p. 279.

¹¹⁶² En France, les responsables d'équilibre à l'origine des écarts de leur périmètre couvrent les coûts liés aux mesures d'équilibrage réalisées par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande, ce coût étant proportionnel au volume d'écart (« prix de règlement des écarts »).

¹¹⁶³ Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2021, CRE, Juin 2022, *op. cit.*, p. 85.

échanges¹¹⁶⁴. Les prix de l'électricité sur le marché *spot* sont beaucoup plus volatils que sur le marché « à terme », ces derniers évoluent fortement d'un jour à l'autre, d'une heure à l'autre¹¹⁶⁵. Cette volatilité offre des perspectives de rémunération aux opérateurs de stockage d'électricité¹¹⁶⁶.

2. L'arbitrage des prix

655. Bien que l'arbitrage des prix joue un rôle central dans le modèle économique du stockage d'électricité, les revenus qui en résultent restent exposés à une instabilité significative. Avant d'aborder cette difficulté (b), qui pourrait potentiellement freiner le développement du stockage, la lumière doit être faite sur la nature de l'opération d'arbitrage des prix (a).

a) La nature de l'opération

656. Les marchés de commodités, tels les marchés de gros de l'électricité, sont sujets à des variations de prix importantes¹¹⁶⁷. Dans leur ouvrage *L'Europe de l'électricité et du gaz*, Emmanuel Grand et Thomas Veyrenc observent que ces marchés sont caractérisés par « une très forte volatilité¹¹⁶⁸, supérieure à celle des autres commodités¹¹⁶⁹ ». Plusieurs facteurs peuvent y contribuer. La volatilité s'explique tout d'abord par la rigidité de l'offre de l'électricité, en raison des caractéristiques de certaines technologies de production d'électricité. Par exemple, les centrales nucléaires nécessitent un certain temps pour être démarrées ou arrêtées, ce qui peut limiter la capacité d'ajustement sur le court terme. À cela s'ajoute une demande peu élastique au prix, du fait de l'importance économique attachée par les consommateurs à l'électricité¹¹⁷⁰, qui, rappelons-le, est un produit de première nécessité¹¹⁷¹. D'autres facteurs, tels que la variabilité de la demande¹¹⁷², qui fluctue largement au cours d'une même journée, d'une semaine, d'un trimestre ou d'une même année, mais aussi le prix du

¹¹⁶⁴ V., en ce sens, L'intégration des énergies renouvelables dans le marché : mission accomplie ?, Epex Spot, 15 novembre 2020, 14 p.

¹¹⁶⁵ BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., Les systèmes électriques de demain, Lavoisier, 2018, *op. cit.*, p. 99.

¹¹⁶⁶ GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, p. 35.

¹¹⁶⁷ GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, p. 259.

¹¹⁶⁸ La volatilité d'un marché s'entend comme « l'amplitude des variations du cours d'un produit dans un intervalle de temps donné », *Ibid.*, pp. 259-260.

¹¹⁶⁹ *Ibid.*, p. 261.

¹¹⁷⁰ *Ibid.*, pp. 258-259.

¹¹⁷¹ C. énergie, article L. 121-1, quatrième alinéa.

¹¹⁷² GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, p. 260.

carbone ou encore l'absence de capacités suffisantes de stockage d'électricité¹¹⁷³, participent à la volatilité des prix sur les marchés de gros de l'électricité.

657. Cette volatilité peut être exploitée par les opérateurs de stockage, en « déplaçant » l'énergie produite pendant les périodes de surplus d'énergie (prix bas) vers les périodes de déficit d'énergie (prix élevés). Pour le Comité de prospective de la CRE, il s'agit là du « *modèle d'affaires historique*¹¹⁷⁴ » du stockage d'électricité. Certains opérateurs de stockage peuvent réaliser jusqu'à deux opérations d'arbitrage par jour¹¹⁷⁵. D'autres peuvent arbitrer sur des échelles de temps plus longues, c'est notamment le cas des exploitants de stations de transfert d'énergie par pompage, qui peuvent profiter de la différence des prix entre le week-end et la semaine (arbitrage hebdomadaire¹¹⁷⁶) ou encore les exploitants d'installations de stockage par hydrogène, qui peuvent tirer profit du différentiel de prix entre deux saisons (arbitrage saisonnier¹¹⁷⁷).

658. Concrètement, pour l'opérateur de stockage dit « autonome », c'est-à-dire non raccordé à une installation de production d'électricité, il s'agit d'acheter physiquement un volume d'énergie et de le revendre sur la bourse de l'électricité en période de pointe. L'écart de prix conduit à générer un revenu. À ce revenu brut, il faut déduire les coûts connexes (achat d'électricité, tarifs de réseau, taxes, etc.) et la part due à l'autoconsommation du moyen de stockage, qui varie selon les technologies. Pour les producteurs d'électricité disposant d'un dispositif de stockage, il s'agit de stocker l'électricité produite par l'installation de production quand les prix sont faibles pour l'injecter ultérieurement, lorsque les prix sont élevés. Le report de l'injection d'électricité à un moment plus favorable dégage, par conséquent, un revenu supplémentaire aux producteurs d'électricité.

b) L'incertitude des revenus

659. Avant 2020, l'écart entre les coûts marginaux de production de base et de pointe était insuffisant pour dégager des revenus positifs¹¹⁷⁸. Cette situation peut s'expliquer, en partie, par la surcapacité de production électrique en Europe. Comme le fait observer le Comité de

¹¹⁷³ Pour les autres marchés de commodités, à l'exemple du gaz naturel ou du pétrole, l'existence de stockage permet au contraire de réguler les prix spot. V., en ce sens, GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, p. 315.

¹¹⁷⁴ GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, p. 35. V., aussi, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 2.

¹¹⁷⁵ Sur le second cycle, l'opérateur se rémunère sur l'écart entre le deuxième prix le plus élevé et le deuxième prix le plus bas au cours de la journée.

¹¹⁷⁶ L'opérateur se rémunère sur l'écart entre le prix le plus élevé et le prix le plus bas de la semaine.

¹¹⁷⁷ L'opérateur se rémunère sur l'écart entre le prix le plus élevé et le prix le plus bas du mois.

¹¹⁷⁸ HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., « Study on Energy Storage », EnTEC, March 2023, *op. cit.*, p. 72.

prospective de la CRE, la surcapacité du parc de production européen tend à tirer les prix vers le bas, en particulier à la pointe, réduisant *de facto* les écarts de prix sur les marchés de gros¹¹⁷⁹. En France, cette situation a notamment pu affecter la rentabilisation des stations de transfert d'énergie par pompage¹¹⁸⁰.

660. La situation s'est inversée depuis 2020. L'arbitrage est aujourd'hui la principale source de revenus des opérateurs de stockage d'électricité selon une étude publiée en mars 2023 réalisée par le Centre d'expertise sur la transition énergétique (« ENTEC ») pour la Commission européenne sur le stockage¹¹⁸¹. La crise énergétique, résultant en partie de la réduction de l'approvisionnement en gaz et du phénomène de la « corrosion sous contrainte » sur une partie du parc nucléaire français, a augmenté les prix de l'électricité, dégageant des revenus conséquents pour les opérateurs de stockage d'électricité. À ce propos, l'ENTEC observe que l'écart de prix sur les marchés de gros de l'électricité, c'est-à-dire l'écart entre le prix le plus élevé et le plus bas dans une journée, a plus que doublé dans certains États (France, Allemagne, Finlande, Slovaquie). Alors que cet indicateur se situait entre 16 et 46 euros/MWh jusqu'en 2020, il a atteint 75 euros/MWh en 2021 et jusqu'à 100 euros/MWh en 2022¹¹⁸².

661. Si ces prix restent associés à une situation exceptionnelle¹¹⁸³, la volatilité des prix sur les marchés de gros de l'électricité est susceptible d'être une caractéristique « dominante¹¹⁸⁴ » de la transition énergétique, estime l'ACER dans un rapport du 29 avril 2022 sur le marché européen de l'électricité et les réformes envisagées. La fermeture progressive des centrales thermiques et le développement des énergies renouvelables accentueraient ainsi la volatilité des prix sur les marchés *spot*¹¹⁸⁵.

662. Cependant, cette volatilité des prix est à mesurer. Tout d'abord, il ne s'agit pas d'une situation durable dans le temps. Comme le fait observer la Commission dans une étude portant sur le stockage d'électricité publiée le 14 mars 2023, la volatilité des prix reste

¹¹⁷⁹ GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, p. 35.

¹¹⁸⁰ V., en ce sens, BEEKER (E.), Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, France Stratégie, 2019, *op. cit.*, p. 49.

¹¹⁸¹ HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., « Study on Energy Storage », EnTEC, March 2023, *op. cit.*, p. 94.

¹¹⁸² *Ibid.*, p.52.

¹¹⁸³ Crise du Covid-19 conjuguée à la guerre en Ukraine et à l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire en France.

¹¹⁸⁴ ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, ACER, April 2022, p. 29 (traduit par l'auteur).

¹¹⁸⁵ *Ibid.* V., aussi, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., « Study on Energy Storage », EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 3.4.1., p. 70 ; Factsheet: Fundamentals of the european electricity market, Epex Spot, February 2022.

« *saisonnière et difficile à prévoir*¹¹⁸⁶ ». Elle serait, en outre, moins importante que prévu selon une étude réalisée par EPEX Spot pour la Cour des comptes. Selon les résultats de cette étude, la volatilité des prix en période de pointe en hiver se réduirait avec le développement des énergies renouvelables, mais augmenterait le reste de l'année¹¹⁸⁷. De plus, il est à noter que le développement de la flexibilité pourrait, avec le temps, réduire les revenus des opérateurs de stockage, à mesure que le stockage et d'autres solutions de flexibilité se généralisent. C'est ce que l'on appelle l'« effet de cannibalisation »¹¹⁸⁸. Enfin, pour certaines technologies de stockage, les revenus dégagés sur les marchés de gros ne permettent pas de donner une visibilité suffisante sur le long terme, voire de rentabiliser les investissements engagés¹¹⁸⁹. C'est notamment le cas des stations de transfert d'énergie par pompage.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

B. Une activité pleinement encouragée

663. En déplaçant dans le temps l'énergie, le stockage d'électricité permet de diminuer la pression sur les prix pendant les périodes de pointe en apportant un approvisionnement complémentaire. Le stockage permet ainsi de tirer les prix vers le bas et de limiter le fonctionnement des centrales de pointe, coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre. Ces raisons, que l'on s'attachera d'analyser plus en détail **(1)**, ont, toutes choses égales par ailleurs, conduit le législateur communautaire à renforcer et à encadrer la participation du stockage d'électricité aux marchés de gros de l'électricité. Il conviendra, à ce titre, de s'intéresser aux moyens légaux qui ont été mis en place pour encourager la participation du stockage à ces marchés **(2)**.

1. Les raisons

664. Depuis 2015, la Commission européenne encourage les opérateurs de stockage à arbitrer sur les marchés de gros de l'électricité. Dans une communication du 15 juillet 2015 « Lancement du processus de consultation publique sur une nouvelle organisation du marché

¹¹⁸⁶ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, pp. 26-27.

¹¹⁸⁷ L'organisation des marchés de l'électricité, Cour des comptes, Juillet 2022, Annexe n°9, p. 192.

¹¹⁸⁸ Les pics de prix se faisant moins aigus et les écarts de prix moins importants. V., Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.1., p. 26.

¹¹⁸⁹ Principalement le stockage par hydrogène. V., HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 3.5.5., p. 90.

¹¹⁹⁰ **Confidentiel.**

de l'énergie », la Commission exhorte les opérateurs de stockage à stocker l'électricité « *en cas de surplus et de prix bas* » pour la déstocker « *en cas de production limitée et de prix élevés, de façon à effacer les effets de la production d'électricité variable.*¹¹⁹¹ »

665. Force est de rappeler que les prix de gros de l'électricité reposent sur le coût marginal des moyens de production (et de stockage), c'est-à-dire le coût variable auquel l'électricité est produite. Comme tout opérateur de marché avisé qui recherche la rentabilité de son investissement, l'opérateur de stockage est sujet à acheter de l'électricité en période de faible demande, lorsque celle-ci est peu chère, pour la stocker et la revendre sur les marchés de gros en période de forte demande. Dans la mesure où elles ont un coût marginal moins élevé que les centrales de pointe fonctionnant aux énergies fossiles, les installations de stockage d'électricité augmentent l'offre disponible, ce qui mécaniquement diminue voire exclu les centrales fonctionnant à la pointe¹¹⁹². Cela a pour effet, *in fine*, de réduire les pics de prix sur les marchés de gros¹¹⁹³, et par la même occasion, de réduire les prix sur les marchés, étant entendu que le prix de l'électricité se fait sur la dernière unité de production (ou de stockage) appelée. Consciente des enjeux qu'il représente, la Commission a pris la décision, dans le cadre de la réforme du marché annoncée le 14 mars 2023, de favoriser les investissements dans le stockage pour « *maîtriser*¹¹⁹⁴ » les prix de l'électricité. La Commission avait déjà reconnu le 18 juin 2022, dans une communication « Plan REPowerEU », l'intérêt du stockage d'électricité pour réduire l'utilisation des centrales fonctionnant aux combustibles fossiles¹¹⁹⁵.

666. De manière concomitante, la participation du stockage d'électricité aux marchés de gros contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre du parc de production d'électricité. En plus de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, les systèmes de stockage d'électricité sont incités, lors des pics de demande, à injecter de l'électricité dans le réseau pour bénéficier des prix élevés, ce qui modifie la courbe de l'offre. En conséquence, les centrales électriques coûteuses à coût marginal élevé, principalement celles fonctionnant aux combustibles fossiles, sont mobilisées dans de plus faibles proportions. Le Comité de prospective de la CRE reconnaît que le stockage d'électricité, « *en évitant le recours aux moyens de production à coût marginal élevé* », génère « *un surplus économique global pour le*

¹¹⁹¹ Lancement du processus de consultation publique sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie, Commission européenne, COM(2015) 340 final, 15 juillet 2015, p. 5.

¹¹⁹² V., en ce sens, Reform of Electricity Market Design, European Commission, 14 March 2023, SWD(2023) 58 final, p. 7.

¹¹⁹³ V., en ce sens, Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 2.1, p. 8 ; GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, p. 35.

¹¹⁹⁴ Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, pp. 10-11.

¹¹⁹⁵ Plan REPowerEU, Commission européenne, COM(2022), 18 juin 2022, p. 17.

*système*¹¹⁹⁶ ». Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre s'en trouvent limitées, d'autant plus que l'électricité injectée par les installations de stockage d'électricité provient généralement de sources renouvelables ou nucléaire¹¹⁹⁷.

667. Dans les zones non interconnectées à la métropole, les opérateurs de stockage sont encouragés à pratiquer l'arbitrage. Pour garantir la sécurité et la sûreté de ces systèmes électriques, le législateur national a prévu, pour les ouvrages de stockage stationnaires, une compensation au titre des charges de service public de l'énergie dans la limite des surcoûts de production qu'ils permettent d'éviter¹¹⁹⁸. En plus de fournir des services d'équilibrage, les opérateurs de stockage sont encouragés à stocker de l'électricité produite pendant les périodes d'excédent de production, pour la restituer lors des périodes de déficit. L'objectif principal, pour le gestionnaire de réseau, consiste à réduire le recours à d'autres moyens coûteux et fortement émetteurs de gaz à effet de serre, comme les centrales au fioul, au gaz naturel ou au charbon¹¹⁹⁹.

2. Les moyens légaux alloués

668. À la différence du règlement 2019/943, la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui porte sur des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité¹²⁰⁰, n'a pas abordé la question de l'organisation des règles des marchés de gros de l'électricité. Le constat est sans équivoque : dans la plupart des États membres, les règles régissant la participation du stockage d'électricité à ces marchés se sont avérées inadéquates¹²⁰¹. Selon la Commission européenne, ces règles n'ont pas fourni des signaux de prix suffisants pour « *permettre une rémunération appropriée des ressources flexibles (y compris la participation active de la demande et le stockage), dans la mesure où celles-ci sont rémunérées pendant de plus courtes périodes*¹²⁰² ». Les règles régissant le fonctionnement des

¹¹⁹⁶ GONAND (F.), LESCUYER (G.), DURAND-VIEL (L.), « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 », Comité de prospective de la CRE, *op. cit.*, p. 32.

¹¹⁹⁷ L'électricité stockée est généralement soutirée du réseau lorsque la demande est faible (« en base »), période où seules les centrales renouvelables et nucléaires fonctionnent pour répondre à la demande.

¹¹⁹⁸ V., en ce sens, C. énergie, article L. 121-7, 2°, b) et article R. 121-28, III.

¹¹⁹⁹ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017, N°2018-207, 10 octobre 2018, point 2.1., p. 3.

¹²⁰⁰ JOUE, n° L 211, 14 août 2009, p. 55-93.

¹²⁰¹ V., en ce sens, Impact assessment, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector, European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 410 final.

¹²⁰² Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité, Commission européenne, 23 février 2017, COM(2016) 861 final.

marchés quotidiens et intrajournaliers, notamment en ce qui concerne les produits, les quantités offertes et les horaires de clôture des transactions, pouvaient en effet entraver les technologies de stockage plus récentes, qui ont des capacités nettement inférieures à celles des installations de transfert d'énergie par pompage¹²⁰³, telles que les batteries et les volants d'inertie. Ce constat doit être relativisé dans la mesure où certains opérateurs de stockage, en particulier les exploitants de stations de transfert d'énergie par pompage, sont actifs depuis un certain temps sur les marchés de gros de l'électricité¹²⁰⁴. Il faut en effet noter que les exploitants de stations de transfert d'énergie par pompage ont été en mesure de participer aux marchés de gros de l'électricité depuis un certain temps, car les règles en place étaient relativement adaptées, ce qui n'était pas le cas pour d'autres technologies de stockage.

669. Dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, de nouveaux principes et règles ont été introduits pour organiser le fonctionnement des marchés journaliers et intrajournaliers. Ces mesures visent notamment à favoriser la concurrence et à réduire autant que possible la dépendance aux centrales électriques utilisant des combustibles fossiles. Malgré le fait que le prix de l'électricité soit principalement déterminé par l'offre et la demande¹²⁰⁵, le législateur européen a reconnu la nécessité que ce prix fournisse des incitations adéquates pour attirer des investissements dans des solutions de flexibilité, y compris le stockage d'électricité¹²⁰⁶.

670. À cette fin, le règlement 2019/943 pose plusieurs principes de marché à son article 3, lequel dispose notamment que : « *les opérateurs du marché*¹²⁰⁷ [...] veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants : [...] c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible ; [...] g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur [...] du stockage d'énergie [...] pour répondre aux besoins du marché [...] / m) les règles du marché créent les conditions propices [...] au stockage d'énergie¹²⁰⁸ ».

671. Le règlement 2019/943 prévoit, ensuite, que les opérateurs désignés du marché de l'électricité (*Nominated Electricity Market Operators* ou « NEMO »), c'est-à-dire les opérateurs des bourses de l'électricité, doivent encourager la participation du stockage

¹²⁰³ A date, la plus grande installation de stockage d'électricité par batteries en France a une puissance installée de 61 MW (Dunkerque, Nord). A titre de comparaison, les principales STEP en France ont une puissance installée allant de 320 MW (STEP La Coche, Savoie) à 1 690 MW (STEP Grand Maisons, Isère).

¹²⁰⁴ C'est notamment le cas en France.

¹²⁰⁵ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, vingt deuxième considérant. V., aussi, article 3, a).

¹²⁰⁶ *Ibid.*

¹²⁰⁷ « *Opérateur du marché* » : « une entité qui fournit un service par lequel les offres de vente d'électricité sont mises en correspondance avec les offres d'achat d'électricité », *Ibid.*, article 2, point 7).

¹²⁰⁸ Les dispositions du point m), de l'article 3, du règlement 2019/943, peuvent également être lues comme liées à « *l'appel* », toutefois il faut remarquer que l'article 12 du même règlement exclu, implicitement, le stockage d'électricité de « *l'appel* ».

d'électricité en proposant des produits adaptés. Les dispositions de l'article 8, paragraphe 3, du règlement 2019/943, spécifient à ce sujet que : « *Les NEMO fournissent, pour les échanges sur les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers, des produits suffisamment limités en volume, avec des offres minimales de 500 kW ou moins, afin de permettre la participation effective de la participation active de la demande, le stockage d'énergie et la production d'énergie renouvelable à petite échelle, y compris la participation directe par les clients.* ». L'objectif est d'encourager la participation des nouveaux acteurs du système électrique, de taille plus modeste que les centrales conventionnelles¹²⁰⁹, la taille de l'offre minimale étant souvent considérée comme une barrière technique à l'entrée pour certains opérateurs de stockage, bien que limitée par l'agrégation¹²¹⁰. Dans le cadre de la réforme du marché intérieur de l'électricité présentée le 14 mars 2023, la Commission européenne a d'ailleurs proposé de réduire la taille minimale de l'offre à 100 kW sur les marchés journaliers et intrajournaliers pour renforcer la participation des « *petits acteurs*¹²¹¹ », comme les opérateurs de stockage¹²¹².

672. Contrairement à la production conventionnelle, la quantité d'électricité renouvelable produite n'est pas prévisible, ce qui nécessite des ajustements de dernière minute, c'est-à-dire avant la livraison du produit¹²¹³. Pour réduire le recours à l'électricité d'ajustement, qui augmente le prix de l'électricité, le législateur de l'Union a autorisé, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, les acteurs de marché à échanger de l'électricité jusqu'à une échéance très proche du temps réel. L'article 8, paragraphe 1, du règlement 2019/943, prévoit ainsi que : « *Les NEMO autorisent les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel, et au moins jusqu'à l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones* ». Cela signifie que les producteurs d'électricité peuvent désormais s'équilibrer peu de temps avant la livraison de l'électricité¹²¹⁴. Ce marché de très court terme peut créer de nouvelles opportunités de revenus pour les ressources flexibles, comme le stockage d'électricité¹²¹⁵. Dans ce contexte, les NEMO doivent, au demeurant, veiller à ce que les acteurs du marché, y compris les opérateurs de stockage, puissent « *échanger de*

¹²⁰⁹ La plus grande installation de stockage d'électricité par batteries en France a une puissance installée de 61 MW (exploitant TotalEnergies). A titre de comparaison, une centrale thermique à gaz (« CCG ») a une puissance installée moyenne de 400 MW.

¹²¹⁰ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 81.

¹²¹¹ Reform of Electricity Market Design, European Commission, 14 March 2023, SWD(2023) 58 final, point 5.4, p. 68 (traduit par l'auteur).

¹²¹² *Ibid.*, point 4.2., p. 56 ; Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final, *op. cit.*, point 4.2., p.32.

¹²¹³ Reform of Electricity Market Design, European Commission, 14 March 2023, SWD(2023) 58 final, point 4.1., pp. 52-54.

¹²¹⁴ A date, la plateforme Epex Spot permet l'échange sur les marchés intrajournaliers jusqu'à cinq minutes avant la livraison (« Enable full market integration of renewables », *Policy recommendations for European electricity markets*, Epex Spot, 2022, p.2.).

¹²¹⁵ V., en ce sens, Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité, Commission européenne, 23 février 2017, COM(2016) 861 final.

*l'énergie sur des intervalles de temps aussi courts que la période de règlement des déséquilibres*¹²¹⁶ », soit quinze minutes¹²¹⁷.

§2. – Le cadre juridique applicable à l'achat d'électricité pour revente après une période de stockage

673. Dans sa rédaction en vigueur, le code de l'énergie ne prévoit pas de dispositions spécifiques pour encadrer l'activité d'achat d'électricité pour revente, après une période de stockage, sur les marchés de gros de l'électricité. Indépendamment du fait que cette activité de marché ne soit pas réglementée (**A**), les échanges sur les marchés de gros de l'électricité sont essentiellement régis par les contrats. Cependant, il est important de noter que ces échanges demeurent soumis à une réglementation prudentielle visant principalement à assurer l'intégrité et la transparence des marchés de l'électricité dans l'intérêt des consommateurs finals (**B**). Il convient, à ce propos, de souligner que cette réglementation ainsi que les orientations de l'ACER ne permettent pas de clarifier la situation en ce qui concerne l'application de certaines dispositions au stockage d'électricité, en raison de l'incertitude entourant cette technologie.

A. Une activité de marché non réglementée

674. L'achat d'électricité pour revente après une période de stockage peut s'apparenter, sur le plan terminologique, à l'« achat pour revente », encadré par les articles L. 333-1 et suivants du code de l'énergie. Malgré leur rapprochement terminologique, ces activités restent, dans le fond, différentes.

675. La directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité¹²¹⁸ a imposé une séparation entre ce qui relève du monopole naturel, c'est-à-dire l'activité de transport (*i.e.* réseaux publics de transport et de distribution d'électricité), et ce qui relève d'une activité marchande, c'est-à-dire la production et la fourniture d'électricité, qui sont libéralisées. L'ouverture des marchés de l'électricité à la concurrence s'est accompagnée par la mise en place de marchés de gros et l'apparition d'une nouvelle activité, celle du « négoce » de l'électricité (ou « *trading* » dans la terminologie anglo-saxonne).

676. À ce stade, il peut être utile d'apporter quelques précisions sémantiques. Comme le fait observer la pratique décisionnelle de l'Autorité de la concurrence, plusieurs segments de marché se distinguent dans le secteur de l'électricité : « *(i) la production et la vente en gros, (ii)*

¹²¹⁶ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 8, paragraphe 2.

¹²¹⁷ *Ibid.*, article 8, paragraphe 4.

¹²¹⁸ *JOUE*, n° L 027, 30 janvier 1997, p. 20-29.

*le négoce, (iii) le transport, (iv) la distribution et (v) la fourniture au détail d'électricité*¹²¹⁹ ». Les deux premiers marchés forment ce que l'on appelle communément le « marché de gros de l'électricité ». Pour Emmanuel Grand et Thomas Veyrenc, le négoce d'électricité constitue « *une activité d'intermédiation entre la production et l'aval de la chaîne (la fourniture)*¹²²⁰ ». Cette distinction s'est confirmée par la pratique décisionnelle de la Commission européenne en matière de concentration qui considère le négoce comme un « *marché distinct des autres activités liées à l'électricité*¹²²¹ ». En pratique, il est généralement accepté de parler de « négoce » pour qualifier l'achat et la revente d'électricité, que cette dernière soit ou non au profit de consommateurs finals¹²²².

677. La directive 96/92/CE a laissé aux États membres le soin d'organiser et d'encadrer l'activité de négoce¹²²³.

Dans un premier temps, la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, publiée le 11 février 2000¹²²⁴, a limité, malgré une vive opposition du Sénat¹²²⁵, le négoce d'électricité au seul profit des producteurs d'électricité¹²²⁶ pour compléter leur offre à destination des clients éligibles¹²²⁷. Ainsi, seuls les producteurs d'électricité pouvaient acheter de l'électricité sur les marchés de gros de l'électricité.

¹²¹⁹ Décision de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-142 du 22 septembre 2011 relative à la prise de contrôle exclusif de la société Poweo par la société Direct Energie, pp. 2-3, point 8. V., en ce sens, Décisions de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-118 du 27 juillet 2011 relative à la prise de contrôle conjoint de GEG Energies Nouvelles et Renouvelables par la CDC et GEG, n° 11-DCC-41 du 11 mars 2011 relative à l'acquisition du contrôle exclusif par la société NeoElectra Group de certains actifs de la société SEEM.

¹²²⁰ GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, p. 143.

¹²²¹ V., Décision de la Commission du 28 septembre 1999 concernant l'affaire n° IV/M.1557, EDF / Louis Dreyfus, point 22 ; Décision de la Commission du 26 août 2003 concernant l'affaire n° COMP/M.3210, EDF / EDF Trading Ltd, points 8 et 10.

¹²²² Décision de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-142 du 22 septembre 2011 relative à la prise de contrôle exclusif de la société Poweo par la société Direct Energie, point 10, p. 3.

¹²²³ V., en ce sens, SABLIERE (P.), *Droit de l'énergie 2014/2015*, Dalloz, *op. cit.*, point 844.31, p. 2459. La directive 96/92/CE reconnaît l'existence du négoce à travers la notion de « client grossiste », défini à l'article 2, point 8), comme : « *toute personne physique ou morale, si son existence est reconnue par les États membres, qui achète ou vend de l'électricité et qui n'assure pas de fonctions de transport, de production ou de distribution à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où elle est installée* ».

¹²²⁴ JORF, n°35 du 11 février 2000.

¹²²⁵ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission de la production et des échanges (1) sur le projet de loi (n° 1253), relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, Assemblée nationale, 4 février 1999, n° 1371, Tome I.

¹²²⁶ Et aux filiales qu'ils contrôlent majoritairement.

¹²²⁷ Le paragraphe I de l'article 22 définit les consommateurs éligibles par une consommation sur site ; le paragraphe II prévoit une éligibilité de droit de certains organismes (producteurs et leurs filiales pour compléter leurs offres, distributeurs non nationalisés pour approvisionner leurs clients éligibles, gestionnaires de certains réseaux de transport) ; le paragraphe III pose le principe de la liberté de choix de son fournisseur pour un client éligible ; le paragraphe V prévoit que ministre chargé de l'énergie établit et rend publiques la liste des clients éligibles et celle des producteurs et opérateurs qui achètent pour revente aux clients éligibles.

Après sa publication, la loi du 10 février 2000 a suscité de nombreuses interrogations sur l'exercice du négoce d'électricité¹²²⁸. Dans ce contexte, la CRE a décidé de se prononcer sur les conditions dans lesquelles cette activité pouvait s'exercer en France. Pour l'autorité de régulation, « *aucun texte n' [interdit] directement ou indirectement le négoce, la liberté de cette activité doit s'exercer pleinement au nom de la liberté du commerce et de l'industrie*¹²²⁹ ».

Toutefois, dans un avis du 15 octobre 2002¹²³⁰, le Conseil d'État a rejeté l'interprétation de la CRE, en considérant que, eu égard aux travaux parlementaires, le législateur a entendu « *réserver l'activité de négoce aux seuls producteurs déterminés par la loi*¹²³¹ », excluant de fait les « *grossistes*¹²³² » de l'activité de négoce.

Cette exclusion ne fût que temporaire. En effet, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie¹²³³ a modifié la loi du 10 février 2000 pour assouplir le cadre applicable au négoce d'électricité, de telle sorte à ce que les « *fournisseurs* », y compris les opérateurs intégrés¹²³⁴, puissent pratiquer l'activité d'achat pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

678. Aujourd'hui, ces dispositions, qui sont codifiées aux articles L. 333-1 et suivants du code de l'énergie, limitent l'exercice de l'achat pour revente, autrement dit l'achat d'électricité en vue de l'approvisionnement à des consommateurs finals, aux seuls « *fournisseurs d'électricité* », conformément à l'article L. 333-1 du même code.

679. Eu égard à ces considérations, il pourrait être présumé que le négoce d'électricité puisse être réglementé, en France, aux seuls « *consommateurs finals* » et « *gestionnaires de réseaux pour leurs pertes* ». Certes, dans son avis du 15 octobre 2002, le Conseil d'État a considéré que les travaux préparatoires de la loi du 10 février 2000 ont entendu réserver l'activité de négoce aux personnes limitativement énumérées à l'article 22, paragraphe IV, de la loi du 10 février 2000¹²³⁵, c'est-à-dire les producteurs d'électricité. Toutefois, le Conseil d'État a terminé son raisonnement en concluant que « *les seuls opérateurs (...) qui peuvent exercer une activité d'achat pour revente aux clients éligibles (...) sont les producteurs ou leurs filiales visés au IV du même article*¹²³⁶ ». Le Conseil d'État n'aurait pas interdit le négoce *erga omnes*, mais aurait ainsi limité l'exercice de cette activité aux seules personnes limitativement énumérées par la loi qui souhaitent revendre l'électricité à des consommateurs finals. Dès lors,

¹²²⁸ Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001, p. 1 ; Rapport annuel de 2002, CRE, 65 p., p. 33.

¹²²⁹ Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001, p. 5.

¹²³⁰ CE, sect. avis, 15 octobre 2002, Travaux publics, n° 368.246 (V., Rapport public de 2003, Conseil d'État, pp. 179-181).

¹²³¹ *Ibid.*, considérant IV.

¹²³² *Ibid.*

¹²³³ *JORF*, du 4 janvier 2003.

¹²³⁴ Personne morale à la fois producteur d'électricité et fournisseur d'électricité.

¹²³⁵ CE, sect. avis, 15 octobre 2002, Travaux publics, n° 368.246, *op. cit.*, considérant IV.

¹²³⁶ *Ibid.*, considérant V.

d'autres acteurs du marché pourraient vraisemblablement exercer une activité de négoce, ces derniers se verraient toutefois interdits de revendre cette électricité aux « *consommateurs finals* » et aux « *gestionnaires de réseaux pour leurs pertes* ».

680. Se pose donc la question de savoir si, lorsque l'opérateur de stockage achète de l'électricité pour la revendre ensuite sur le marché, après une période de stockage, celui-ci intervient sur le marché du négoce. Si tel est le cas, il convient également de s'interroger sur le fait de savoir si l'opérateur de stockage est susceptible de revendre l'électricité à des consommateurs finals. Le cas échéant, l'opérateur de stockage serait, en qualité de « fournisseurs d'électricité », soumis à l'autorisation ministérielle prévue à l'article L. 333-1 du code de l'énergie, ce qui impliquerait notamment le respect de la réglementation inhérente à l'achat pour revente et à la fourniture d'électricité¹²³⁷.

681. La communication de la Commission de régulation de l'énergie du 6 septembre 2001 relative au négoce d'électricité, bien qu'ancienne, apporte des enseignements pertinents qui excluraient implicitement tout rapprochement de l'activité de négoce, et plus particulièrement, d'activité d'achat pour revente encadrée par l'article L. 333-1 du code de l'énergie, avec l'activité exercée par les opérateurs de stockage lorsqu'ils achètent et vendent de l'électricité sur les marchés de gros.

682. Dans cette communication, la CRE a révélé l'existence de deux régimes régissant l'achat d'électricité « *juridiquement et physiquement différents*¹²³⁸ » : l'achat pour consommation, d'une part, et l'achat pour revente, d'autre part.

L'achat pour consommation correspond à l'acquisition d'électricité par une personne raccordée à un réseau d'électricité¹²³⁹, énergie qui est livrée physiquement au point de livraison¹²⁴⁰ pour être consommée de manière finale¹²⁴¹. Cette condition semble être partagée par la Commission qui, dans une décision du 28 septembre 1999, *EDF / Louis Dreyfus*¹²⁴², ne remet pas en cause les arguments invoqués par les parties qui considèrent, à ce titre, que le négoce doit « *peut ne pas donner lieu à une livraison physique*¹²⁴³ » et « *ne s'adresse donc pas*

¹²³⁷ Hormis le fait d'informer le consommateur final sur l'origine de l'électricité qui lui est fournie (C. énergie, article R. 333-10), le fournisseur doit notamment acquérir des certificats de capacité, au titre du mécanisme de capacité (C. énergie, article L. 335-1).

¹²³⁸ *Ibid.*, p. 5.

¹²³⁹ Indépendamment que le réseau soit public ou privé. En effet, l'article L. 344-3, premier alinéa, du code de l'énergie dispose que « *Le raccordement à un réseau fermé de distribution ne peut faire obstacle à l'exercice par un consommateur des droits relatifs au libre choix de son fournisseur, prévus à l'article L. 331-1.* ».

¹²⁴⁰ Point physique coïncidant avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques du client final et les ouvrages électriques du réseau électrique.

¹²⁴¹ La consommation finale s'entend comme le dernier stade de la commercialisation de l'énergie électrique.

¹²⁴² Décision de la Commission du 28 septembre 1999 concernant l'affaire n° IV/M.1557, *EDF / Louis Dreyfus*, point 22.

¹²⁴³ *Ibid.*, point 16.

*forcément aux utilisateurs finaux des produits concernés*¹²⁴⁴ »¹²⁴⁵. À ce stade, il pourrait être considéré que, dans ce cas précis, l'acheteur agit en qualité de « *client final* », au sens de l'article 2, point 3), de la directive 2019/944¹²⁴⁶, c'est-à-dire « *un client qui achète de l'électricité pour son propre usage* ».

Pour la CRE, l'achat pour revente est « *de nature complètement différente*¹²⁴⁷ ». Il s'agit de l'acquisition d'électricité par une personne, non pas pour la consommer, mais pour la revendre à un tiers (pour sa consommation ou pour la revendre à son tour). Dans ce cas, l'électricité acquise n'est pas physiquement livrée au point de livraison de l'acheteur, qui peut, au demeurant, « *ne pas être connecté au réseau*¹²⁴⁸ ». Pour la CRE, cet acheteur « *ne consomme pas*¹²⁴⁹ » l'électricité qu'il a achetée, il ne génère d'ailleurs « *aucun impact physique sur le réseau, ni sur la sécurité d'approvisionnement*¹²⁵⁰ ». Dans ce cas précis, il pourrait être considéré que l'acheteur agit en qualité de « *client grossiste* », au sens de l'article 2, point 2), de la directive 2019/944¹²⁵¹, c'est-à-dire « *une personne physique ou morale qui achète de l'électricité pour la revendre à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où cette personne est installée* ».

Eu égard aux éléments présentés, le *distinguo* entre l'achat pour consommation et l'achat pour revente résiderait dans l'acte de consommation, celui-ci étant effectif lorsque l'on se situe dans une opération d'« achat pour consommation ».

683. À la lumière des observations qui précèdent, l'achat d'électricité pour revente après une période de stockage ne pourrait se rattacher, *ad litteram*, à l'achat d'électricité pour revente, telle que considérée par la CRE. Plusieurs raisons peuvent l'expliquer.

Parmi les conditions d'application du régime de l'achat pour revente, la CRE considère que l'électricité achetée « *[n'] est pas livrée à un point de connexion*¹²⁵² » et n'est pas

¹²⁴⁴ *Ibid.*

¹²⁴⁵ V., en ce sens, Décision n° 11-DCC-142 du 22 septembre 2011 relative à la prise de contrôle exclusif de la société Poweo par la société Direct Energie, ADLC, p. 3, point 10.

¹²⁴⁶ Dans la version à la date à laquelle la CRE a rédigé l'avis, le « client final » était défini par l'article 2, point 9), de la directive 96/92/CE comme « *le client achetant de l'électricité pour sa consommation propre* ». En l'état actuel du droit, le « client final » est défini par l'article 2, point 3), de la directive 2019/944 comme « *un client qui achète de l'électricité pour son propre usage* ».

¹²⁴⁷ Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001, p. 5.

¹²⁴⁸ *Ibid.*

¹²⁴⁹ *Ibid.*

¹²⁵⁰ *Ibid.*

¹²⁵¹ Dans sa version à jour à la date à laquelle la CRE a rédigé l'avis, les clients grossistes étaient définis par l'article 2, point 8), de la directive 96/92/CE, comme : « *toute personne physique ou morale, si son existence est reconnue par les États membres, qui achète ou vend de l'électricité et qui n'assume pas de fonctions de transport, de production ou de distribution à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où elle est installée* ». En l'état actuel du droit, le « client grossiste » est défini par l'article 2, point 2), de la directive 2019/944 comme « *une personne physique ou morale qui achète de l'électricité pour la revendre à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où cette personne est installée* ».

¹²⁵² Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001, p. 5.

consommée, mais revendue à un tiers¹²⁵³. Manifestement, dans le cadre d'une opération de stockage, l'électricité est nécessairement livrée physiquement à l'opérateur de stockage. Ce dernier est, de toute évidence, raccordé à un réseau électrique pour pouvoir soutirer l'électricité qu'il entend stocker, celle-ci étant livrée jusqu'au point de livraison de l'installation de stockage. Comme vu précédemment, l'opérateur de stockage consomme cette l'électricité pour la transformer en une autre énergie afin de la stocker. On précisera à ce sujet que cette consommation n'est pas « finale », dans la mesure où l'énergie stockée n'est pas au dernier stade de sa commercialisation – l'électricité étant restituée ultérieurement¹²⁵⁴ pour être consommée, cette fois-ci, de manière finale¹²⁵⁵.

Par ailleurs, l'achat pour revente n'est censé occasionner « *aucun impact physique sur le réseau, ni sur la sécurité d'approvisionnement*¹²⁵⁶ ». Or, force est de constater que le soutirage et la réinjection d'électricité depuis l'installation de stockage ont, nécessairement, un impact physique sur le réseau et sur la sécurité d'approvisionnement en électricité. Faut-il en effet rappeler que chaque flux injecté ou soutiré entraîne inévitablement une répercussion – certes, plus ou moins importante – sur le réseau et, *in fine*, sur l'équilibre entre l'offre et la demande.

684. Au terme de cet examen, il nous semble possible d'affirmer, avec une certitude relative, que l'opérateur de stockage n'intervient sur le marché du négoce que pour acheter de l'électricité, la vente de cette électricité se faisant sur le marché de la production et la vente en gros. Par ailleurs, il nous semble également possible d'affirmer que l'achat d'électricité pour revente, après une période de stockage, ne relèverait pas de l'activité d'achat pour revente, telle que présentée par la CRE dans sa communication du 6 septembre 2001. Dès lors, on pourrait supposer que l'activité d'achat pour revente après une période de stockage est une succession d'activités qui se manifestent, en premier point, par un acte d'achat en vue de stocker de l'énergie électrique, et en second point, par un acte de vente en vue de céder l'électricité sur les marchés de gros. Toutefois, il ne faut pas négliger le fait que cette communication reste ancienne et découle, malgré tout, de l'application des dispositions prévues à l'article 22, paragraphe IV, de la loi du 10 février 2000 qui, depuis, ont évolué. Pour cette raison, et en tenant compte de l'essor du stockage d'électricité, il pourrait être utile et opportun que les autorités compétentes prennent l'initiative de s'intéresser au cadre applicable à l'achat et à la vente d'électricité par les opérateurs de stockage, que nous avons cru devoir mettre en évidence. Cela pourrait être l'occasion de savoir s'il vaut mieux réglementer l'activité de stockage d'électricité ou, au contraire, laisser ces opérateurs s'organiser par la voie contractuelle, lorsqu'ils interagissent sur le marché de gros de l'électricité.

¹²⁵³ *Ibid.*

¹²⁵⁴ Après une vente d'électricité.

¹²⁵⁵ Voire d'être à nouveau stockée.

¹²⁵⁶ Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001, p. 5.

B. Des échanges soumis à une réglementation prudentielle

685. L'achat d'électricité en vue de sa revente après une période de stockage est une activité qui relève avant tout de la liberté contractuelle (1), ce qui signifie que les parties impliquées peuvent négocier les termes de leurs contrats d'achat et de revente. Cependant, cette activité est également soumise à une réglementation prudentielle (2), qui vise à garantir la stabilité et la sécurité du système électrique, ainsi que la protection des consommateurs et des parties prenantes.

1. Des échanges relevant de la liberté contractuelle

686. Comme tous les acteurs du marché, les échanges entre les opérateurs de stockage et les opérateurs des bourses de l'électricité sont soumis au droit commun des contrats, sous réserve du respect des dispositions textuelles régissant le fonctionnement des marchés de l'électricité. Il est nécessaire de délimiter le champ de l'analyse. En France, si deux bourses d'électricité au comptant opèrent sur les marchés journaliers et intrajournaliers, les échanges se font principalement sur la bourse d'électricité EPEX Spot¹²⁵⁷. Ne sera ici abordé que les échanges opérés sur EPEX Spot, notons toutefois que ceux effectués sur les autres bourses de l'électricité connaissent des régimes similaires.

687. Les échanges sur EPEX Spot répondent à un ensemble de règles contractuelles prédéfinies qui font l'objet d'une certaine unité que l'on retrouve à travers le droit commun de la vente prévu aux articles 1582 à 1707 du code civil.

688. Les engagements contractuels se font en deux temps.

689. Avant même de pouvoir acheter et vendre de l'électricité sur la bourse, l'opérateur de stockage doit satisfaire aux règles générales de participation d'EPEX Spot. Cela implique, notamment, la signature d'un contrat¹²⁵⁸, par lequel l'opérateur de stockage s'engage, entre autres, à s'enregistrer auprès de la CRE, conformément à l'article 9 du règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie¹²⁵⁹ et à respecter le code de conduite d'EPEX Spot.

¹²⁵⁷ Contrairement à la France, les échanges d'électricité se font principalement sur la bourse d'électricité Nord Pool Spot dans les pays baltiques, en Allemagne et au Royaume-Uni (Note en réponse établie par la société EDF sur l'offre publique d'achat simplifiée visant les actions les obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF initiée par l'Etat français, 22 novembre 2022, point 4.2.4.3., p. 28.).

¹²⁵⁸ "Direct Trading Agreement", "Market Facilitator Agreement", "Passport Trading Agreement", "Indirect Trading Agreement", "Sponsorship Agreement" (EpeX Spot Exchange Rules, December 22, 2022, point 1.3, pp. 11-12). EpeX Spot Exchange Rules, December 22, 2022, point 1.1., p. 3 et point 1.3., p. 5.

¹²⁵⁹ JOUE, n° L 326 du 8 décembre 2011, p. 1-16.

Ce dernier interdit notamment les pratiques abusives affectant les marchés de gros de l'électricité, conformément aux articles 3 et 5 du règlement n° 1227/2011¹²⁶⁰, et vise, en outre, à prévenir et à détecter de tels manquements¹²⁶¹.

690. Une fois que l'opérateur de stockage s'est vu qualifié de « membre » de la bourse (« *Exchange Member* »), il peut soumettre, pour un produit (achat ou vente), un ordre d'achat ou de vente, pour lequel il cherche à effectuer une transaction. En 2018, EPEX Spot a été la première bourse d'électricité à créer un produit spécifique pour le stockage d'électricité. Ce produit, communément connu sous la terminologie de « *Loop Block* », est composé de deux blocs d'énergie, l'un pour la vente d'électricité (injection), l'autre pour l'achat d'électricité (soutirage), chacun avec une durée différente¹²⁶², qui sont acceptés ou rejetés conjointement¹²⁶³. L'ordre d'achat ou de vente est représenté principalement par un prix (une limite ou un plafond) et une quantité¹²⁶⁴. EPEX Spot, de son côté, centralise les ordres d'achat et de vente et les classe en fonction des prix. Après cela, les membres concluent des contrats de nature commerciale¹²⁶⁵. Les offres doivent contenir un certain nombre de mentions obligatoires, telles que la nature de l'offre (achat ou vente), le volume d'énergie électrique, la date et l'heure de livraison, etc. L'exécution d'un ordre sur le marché conduit, en conséquence, à un engagement ferme et irrévocable de la part des deux parties. Alors que l'acheteur s'engage à acheter l'électricité, l'offreur s'engage à vendre l'électricité, au prix fixé par les parties¹²⁶⁶. Néanmoins, la bourse reste la contrepartie au contrat, l'opérateur de stockage ne contractualise pas directement avec l'offreur ou l'acheteur. Ce n'est pas pour autant que la bourse agit comme un fournisseur d'électricité.

2. Des échanges soumis à une réglementation prudentielle

691. Les opérateurs de stockage d'électricité sont, pour l'instant, peu nombreux à participer directement sur les marchés de gros de l'électricité. Il est d'usage de recourir, pour les installations de petite et moyenne capacité, aux services d'un agrégateur, celui-ci ayant pour rôle d'optimiser le fonctionnement des actifs, tout en assurant la gestion des contraintes techniques, économiques et réglementaires. Pour autant, avec le développement du stockage d'électricité, la question peut se poser de savoir si les opérateurs de stockage qui participent directement à ces marchés sont tenus de respecter les exigences prévues par le règlement

¹²⁶⁰ Interdiction des opérations d'initiés (article 3), interdiction des manipulations de marché (article 5).

¹²⁶¹ Epex Spot Code of Conduct, December 22, 2022, p. 3.

¹²⁶² KARASAVVIDIS (M.), PAPADASKALOPOULOS (D.), STRBAC (G.), "Optimal offering of Energy Storage in Electricity Markets with Loop Blocks", *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 January 2023, pp. 1-17.

¹²⁶³ "Epex Spot introduces curtailable blocks and loop blocks on all Day-Ahead markets", Epex Spot, 13 December 2018, Website.

¹²⁶⁴ Epex Spot Exchange Rules, 22 December 2022, point 5.2., p. 28, paragraph 75.

¹²⁶⁵ *Ibid.*, point 4.1., p. 22, paragraph 57.

¹²⁶⁶ Epex Spot Exchange Rules, 22 December 2022, point 4.1., p. 22, paragraph 58.

n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie¹²⁶⁷ (dit « REMIT »). Ce règlement établit des règles interdisant les pratiques abusives qui affectent les marchés de gros de l'énergie, pour favoriser la concurrence et renforcer l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie au profit des consommateurs finaux. Les dispositions de ce règlement permettent de répondre par l'affirmative (a). Les exigences sont toutefois différentes selon que l'opérateur de stockage négocie ou non, sur les marchés, des produits énergétiques de gros (b).

a) Des opérateurs de stockage soumis au règlement n° 1227/2011

692. Dès lors qu'ils constituent des « acteurs du marché », au sens du règlement n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, les opérateurs de stockage d'électricité sont susceptibles d'entrer dans le champ d'application dudit règlement.

693. L'article 2, point 7), du règlement n° 1227/2011, retient une définition extensive de l'« acteur du marché », puisqu'il définit cette notion comme « *toute personne, y compris les opérateurs de systèmes de transport, qui effectue des transactions, y compris l'émission d'ordres, sur un ou plusieurs marchés de gros de l'énergie* ». La définition est suffisamment large pour pouvoir s'appliquer aux opérateurs de stockage d'électricité. En effet, lorsqu'ils interviennent sur les marchés de gros, les opérateurs de stockage réalisent des « transactions », qui se manifestent concrètement par l'achat et la vente de volumes d'électricité.

694. Au demeurant, plusieurs éléments rédactionnels du règlement n°1227/2011 peuvent conduire à assimiler les opérateurs de stockage d'électricité aux « acteurs du marché », au sens du présent règlement. Il faut effectivement remarquer que le règlement se réfère à plusieurs reprises à la notion d'« *installation de stockage [d'électricité]*¹²⁶⁸ ». Il en va par exemple de l'article 2, point 1), dudit règlement, selon lequel une « information privilégiée » correspond notamment à toute « *information concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel*¹²⁶⁹ ». Un document de l'ACER du 16 décembre 2022 relatant les questions courantes sur l'application du règlement n° 1227/2011¹²⁷⁰ semble aller en ce sens. Les

¹²⁶⁷ JOUE, n° L 326, 8 décembre 2011, p. 1–16.

¹²⁶⁸ V., en ce sens, Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, article 2, point 1), lettre b), article 4, paragraphe 1, et article 8, paragraphe 5.

¹²⁶⁹ V., en ce sens, Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, article 4, paragraphe 1, article 6, paragraphe 2, point c), article 8, paragraphe 5 et treizième et dix-huitième considérant.

¹²⁷⁰ Questions & Answers on REMIT, ACER, 28th Edition, 16 December 2022, pp. 76-77.

opérateurs de stockage qui exercent « *des activités d'achat et de revente d'énergie*¹²⁷¹ » doivent être qualifiés, selon l'Agence, d'« *acteurs du marché effectuant des transactions*¹²⁷² ». À l'inverse, lorsqu'ils achètent de l'électricité pour la stocker, mais sans la revendre sur le marché¹²⁷³, les opérateurs de stockage n'agissent pas en qualité d'« acteurs du marché », au sens de l'article 2, point 7), du règlement n° 1227/2011, mais en tant que « clients finaux », au sens de l'article 2, point 3), de la directive 2019/944. Cela s'explique par le fait que les contrats de fourniture d'électricité « *destinés aux clients finaux ne constituent pas des produits énergétiques de gros*¹²⁷⁴ », conformément l'article 2, paragraphe 4, sixième alinéa, du règlement n° 1227/2011, dans la mesure où ils « *ne sont pas [...] susceptibles d'une manipulation de marché.*¹²⁷⁵ ».

695. À ce jour, l'ACER ne reconnaît pas officiellement les opérateurs de stockage d'électricité comme des « acteurs du marché », au sens du règlement n°1227/2011. L'ACER, qui a eu l'occasion d'interpréter cette notion dans un guide consacré à l'application du règlement n° 1227/2011¹²⁷⁶, ne fait nullement mention des opérateurs de stockage d'électricité dans l'énumération des acteurs susceptibles d'être qualifiés comme tels. Ce guide, dans sa version du 22 juillet 2021, se réfère seulement aux opérateurs qui stockent du gaz naturel. Cette situation peut s'expliquer par le fait que les opérateurs de stockage sont, à ce jour, généralement peu enclins à négocier directement sur les marchés de gros d'électricité, ces derniers faisant appel, le plus souvent, à des agrégateurs. Au fond, il reste que cette énumération n'est pas exhaustive, la liste des acteurs est précédée des mots « *au moins les personnes suivantes*¹²⁷⁷ », pouvant laisser penser que son champ d'application dépasse les acteurs listés par l'ACER.

b) Des exigences différentes selon les profils

696. Les exigences ne sont pas les mêmes selon que les opérateurs de stockage d'électricité négocient ou non des « produits énergétiques de gros » sur les marchés de l'électricité.

697. Il convient donc de distinguer deux cas de figure.

¹²⁷¹ *Ibid.*, (traduit par l'auteur).

¹²⁷² *Ibid.*, (traduit par l'auteur).

¹²⁷³ *E.g.*, cas d'un industriel détenant une installation de stockage d'électricité pour ses propres besoins.

¹²⁷⁴ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, article 2, paragraphe 4, sixième alinéa.

¹²⁷⁵ *Ibid.*, neuvième considérant.

¹²⁷⁶ V., en ce sens, ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency, 6th Edition, 22 July 2021, 119 p., pp. 25-26.

¹²⁷⁷ *Ibid.*, p. 25 (traduit par l'auteur).

698. Dans le premier cas, les opérateurs de stockage interviennent sur les marchés pour y négocier des « produits énergétiques de gros ». L'article 2, point 4), du règlement n° 1227/2011, définit les « produits énergétiques de gros » comme « *les contrats et produits dérivés suivants, indépendamment du lieu et de la façon dont ils sont négociés : / a) les contrats de fourniture d'électricité [...] avec livraison dans l'Union ; b) les produits dérivés en rapport avec l'électricité [...] produits, négociés ou livrés dans l'Union; [...] / Les contrats de fourniture et de distribution d'électricité [...] destinés aux clients finaux ne constituent pas des produits énergétiques de gros. Cependant, les contrats de fourniture et de distribution d'électricité [...] à des clients finaux ayant une capacité de consommation supérieure (...) [à 600 GWh par an] (...) sont considérés comme des produits énergétiques de gros* »¹²⁷⁸.

699. Certains des produits échangés par les opérateurs de stockage d'électricité sur les marchés de gros de l'électricité peuvent être qualifiés de « produits énergétiques de gros », au sens de l'article 2, point 4), du règlement n° 1227/2011.

700. En premier lieu, lorsque l'opérateur de stockage achète et revend de l'électricité sur le marché de gros, cet achat et cette revente doit nécessairement faire l'objet d'un contrat de fourniture d'électricité¹²⁷⁹. À cet égard, il faut rappeler que la notion de « fourniture » d'électricité, qui est définie comme « *la vente, y compris la revente, d'électricité à des clients [finals ou grossistes]* »¹²⁸⁰, est suffisamment large pour inclure la revente d'électricité par les opérateurs de stockage d'électricité. Lorsqu'ils revendent l'électricité sur le marché, les opérateurs de stockage peuvent contractualiser aussi bien avec des clients grossistes qu'avec des clients finals, de manière directe, c'est-à-dire de gré à gré, ou de manière indirecte, c'est-à-dire par le biais de la bourse de l'électricité. Il résulte du libellé de l'article 2, point 4), du règlement n° 1227/2011, que les contrats de fourniture d'électricité à destination des clients grossistes¹²⁸¹ sont les seuls à pouvoir être qualifiés de « produits énergétiques de gros » au sens du règlement n° 1227/2011, sauf à ce que l'opérateur de stockage fournisse l'électricité à un client final ayant une capacité technique de consommer 600 GWh par an ou plus d'électricité.

¹²⁷⁸ Généralement, les opérateurs de stockage négocient principalement sur les marchés journaliers et infrajournaliers et plus rarement sur les marchés à terme où s'échangent les produits dérivés. V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., "Study on Energy Storage", EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 4.3.2.1., p. 131.

¹²⁷⁹ Lorsque l'opérateur de stockage achète de l'électricité sur le marché, il signe, directement ou indirectement, un contrat de fourniture avec un offreur (*e.g.* producteur), dès lors que ce dernier vend de l'électricité à un « client », en l'occurrence à un opérateur de stockage. Lorsque l'opérateur de stockage vend de l'électricité sur le marché, il signe, directement ou indirectement, un contrat de fourniture avec un acheteur (*e.g.* fournisseur d'électricité, client final de type industriel), dès lors qu'il vend de l'électricité à un « client ».

¹²⁸⁰ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 12).

¹²⁸¹ « Client grossiste » : « *une personne physique ou morale qui achète de l'électricité pour la revendre à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où cette personne est installée* ». V., Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, article 2, point 2).

701. En second lieu, certains opérateurs de stockage, tels que ceux exploitant des installations de stockage de longue durée, pourraient, à l’avenir, négocier des produits dérivés¹²⁸². Cette hypothèse resterait toutefois marginale.

702. Eu égard aux éléments qui précèdent, les opérateurs de stockage d’électricité peuvent être qualifiés d’« acteurs du marché » puisqu’ils sont susceptibles de négocier des « contrats de fourniture d’électricité » et des « produits dérivés ». Si le cas se présente, les opérateurs de stockage doivent répondre aux exigences prévues par le règlement n° 1227/2011, lesquelles notamment interdisent les opérations d’initiées¹²⁸³, les manipulations de marché¹²⁸⁴ et obligent la publication des informations privilégiées¹²⁸⁵, la déclaration des données¹²⁸⁶ ou encore l’enregistrement en tant qu’acteur du marché auprès de l’ACER¹²⁸⁷.

703. Dans le second cas, l’opérateur de stockage effectue des « transactions » sur les marchés, mais ne négocie pas des « produits énergétiques de gros ». Concrètement, il s’agit des cas où l’opérateur de stockage achète de l’électricité pour ses propres besoins, en tant que consommateur final¹²⁸⁸, ou pour la revendre à un client final¹²⁸⁹, sans passer à nouveau sur les marchés¹²⁹⁰. L’ACER semble avoir considéré ces transactions comme des « *contrats de stockage*¹²⁹¹ ». Pour l’Agence, de tels contrats ne doivent pas être considérés comme des « produits énergétiques de gros », au sens de l’article 2, paragraphe 4, du règlement n° 1227/2011¹²⁹².

¹²⁸² V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, EnTEC, March 2023, *op. cit.*, point 4.3.2.1., p. 131.

¹²⁸³ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l’intégrité et la transparence du marché de gros de l’énergie, article 3.

¹²⁸⁴ *Ibid.*, article 5.

¹²⁸⁵ *Ibid.*, article 4.

¹²⁸⁶ *Ibid.*, article 8. Pour les transactions effectuées : V., Règlement d’exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l’article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l’intégrité et la transparence du marché de gros de l’énergie, articles 3 à 7. Pour les informations relatives à la capacité et à l’utilisation des installations de stockage : V., article 8 à 10.

¹²⁸⁷ *Ibid.*, article 9.

¹²⁸⁸ *E.g.*, cas d’un industriel exploitant un moyen de stockage pour ses propres besoins, en particulier pour lui garantir une alimentation électrique en continue.

¹²⁸⁹ *E.g.*, cas d’un opérateur de stockage fournissant des services de fourniture d’électricité et de secours à des clients finals.

¹²⁹⁰ Les contrats de fourniture d’électricité aux clients finals ne sont pas considérés comme des « *produits énergétiques de gros* ». V., en ce sens, Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l’intégrité et la transparence du marché de gros de l’énergie, article 2, paragraphe 4, sixième alinéa.

¹²⁹¹ V., en ce sens, Questions & Answers on REMIT, 28th Edition, ACER, 16 december 2022, III.3.51., pp. 76-77 (traduit par l’auteur).

¹²⁹² *Ibid.*

704. Dans ces conditions, seules les exigences de l'article 8, paragraphe 5, du règlement 1227/2011, doivent être respectées. À la différence des autres dispositions du règlement, les informations visées à l'article 8, paragraphe 5, dudit règlement, ne se limitent pas aux « produits énergétiques de gros », mais aux « installations¹²⁹³ », y compris les « installations [...] de stockage [...] d'électricité¹²⁹⁴ », qui sont exploitées par les « acteurs du marché¹²⁹⁵ ». Ces dispositions ont, par conséquent, une portée bien plus large que les autres dispositions du texte. Les opérateurs de stockage doivent ainsi fournir à l'ACER et à l'autorité de régulation nationale compétente les informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de stockage d'électricité, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations, afin de surveiller les opérations sur les marchés de gros de l'énergie.

705. Le règlement d'exécution n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014¹²⁹⁶ est intervenu pour préciser la nature de ces informations et les conditions dans lesquelles elles devaient être déclarées. Dans ce règlement, la Commission s'est étonnamment limitée aux installations de « production¹²⁹⁷ », de « consommation¹²⁹⁸ » et de « transport¹²⁹⁹ » d'électricité, excluant de fait les installations de stockage d'électricité. La Commission semble donc exclure les installations de stockage d'électricité pour la déclaration des « données fondamentales¹³⁰⁰ ». Cela s'explique vraisemblablement par le fait que les installations de stockage d'électricité étaient, à la rédaction de ce règlement, peu nombreuses et de faible capacité¹³⁰¹.

706. Un second règlement de la Commission européenne apporte de la confusion à l'application du règlement d'exécution n° 1348/2014. Conformément à l'article 8, paragraphe 1, du règlement d'exécution n° 1348/2014, les « données fondamentales » doivent être déclarées conformément au règlement n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013¹³⁰². Ce

¹²⁹³ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, article 8, paragraphe 5.

¹²⁹⁴ *Ibid.*

¹²⁹⁵ *Ibid.*

¹²⁹⁶ Règlement d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (*JOUE*, n° L 363, 18 décembre 2014, p. 121–142).

¹²⁹⁷ *Ibid.*, article 8, paragraphe 1.

¹²⁹⁸ *Ibid.*

¹²⁹⁹ *Ibid.*

¹³⁰⁰ « Donnée fondamentale » : « une information relative à la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité et de gaz naturel ou une information relative à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations ». *Ibid.*, article 2, point 1).

¹³⁰¹ Quant aux STEP, ces dernières ont pu être assimilées aux installations de production d'électricité.

¹³⁰² Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (*JOUE*, n° L 163 du 15 juin 2013, p.1).

dernier règlement, aux dispositions peu claires, mentionne les « *réservoirs et centrales de stockage hydrauliques*¹³⁰³ », lorsqu'il se réfère aux installations de production d'électricité et mentionne le « *stockage d'énergie*¹³⁰⁴ », lorsqu'il se réfère à la « *charge totale*¹³⁰⁵ ». La lecture se complique encore davantage lorsque, dans un document de position, relatant les questions courantes sur l'application du règlement n° 1227/2011, l'ACER considère que les opérateurs de stockage d'électricité par batteries sont tenus de respecter les exigences applicables aux opérateurs de stockage de gaz naturel visés à l'article 9, paragraphe 7, du règlement d'exécution n° 1348/2014¹³⁰⁶. Par conséquent, les opérateurs de stockage d'électricité par batteries ne seraient pas tenus de respecter les exigences prévues à l'article 8, du règlement d'exécution n° 1348/2014, qui se réfère au secteur de l'électricité¹³⁰⁷. Toutefois, les opérateurs de stockage qui exploitent des STEP seraient tenus de respecter les exigences prévues à l'article 8 dudit règlement. L'absence de clarté des deux règlements de la Commission, conjuguée à la lecture de l'ACER, conduit, à ce jour, à ce que des installations de stockage d'électricité ne soient pas soumises aux mêmes conditions, occasionnant, pour certaines d'entre elles, un traitement discriminatoire.

707. Bien que les éléments de lecture du règlement n° 1227/2011 fournis par l'ACER puissent être utiles, ces derniers restent d'une précision toute relative et il est difficile de se montrer plus précis. Par ailleurs, le document relatant les questions courantes sur l'application du règlement n° 1227/2011¹³⁰⁸, qui prend position sur le traitement des installations de stockage par batterie, n'a pas de valeur juridique. L'ACER rappelle que celui-ci a pour objet d'aider les acteurs du marché à mieux comprendre le règlement et à l'appliquer de manière correcte et uniforme, mais « *ne constitue pas une interprétation juridique contraignante*¹³⁰⁹ ». Par conséquent, en cas de contentieux, le juge communautaire pourrait être enclin à privilégier une lecture différente, ce qui pourrait être source d'insécurité juridique pour les exploitants de batteries.

708. À l'évidence, pour écarter toute ambiguïté, il semble nécessaire, dans un premier temps, d'apporter davantage de précisions sur le cadre applicable aux opérateurs de stockage d'électricité. L'ACER pourrait, lors de la mise à jour du guide relatif à l'application du règlement n° 1227/2011, rappeler le cadre applicable au stockage d'électricité. Dans un second temps, une nouvelle rédaction du règlement d'exécution n° 1348/2014 serait souhaitable, dans

¹³⁰³ V., en ce sens, *Ibid.*, article 16, paragraphe 1, point d).

¹³⁰⁴ V., en ce sens, *Ibid.*, article 2, point 27).

¹³⁰⁵ La « *charge totale* » se définit comme : « *y compris les pertes sans l'électricité utilisée pour le stockage d'énergie, une charge égale à la production et aux éventuelles importations, diminuée des éventuelles exportations et de l'électricité utilisée pour le stockage d'énergie* ». *Ibid.*

¹³⁰⁶ V., en ce sens, Questions & Answers on REMIT, ACER, 28th Edition, 16 December 2022, point III.3.51., pp. 76-77.

¹³⁰⁷ Et, par la même occasion, aux dispositions prévues par le règlement n° 543/2013.

¹³⁰⁸ Questions & Answers on REMIT, ACER, 28th Edition, 16 December 2022.

¹³⁰⁹ V., en ce sens, *Ibid.*, p. 5.

un objectif de sécurité juridique. En premier lieu, il pourrait être envisagé de transposer les dispositions prévues à l'article 9, paragraphe 7, du règlement d'exécution n° 1348/2014, applicable au secteur du gaz naturel, à l'article 8, du même règlement, applicable au secteur de l'électricité. Dans le prolongement, il pourrait être suggéré de modifier le règlement n° 543/2013, en cohérence avec la modification du règlement d'exécution n° 1348/2014, pour y viser, de manière plus explicite, les opérateurs de stockage d'électricité, sans créer de traitement différent entre les technologies de stockage d'électricité, sauf à ce qu'il soit justifié pour le bon fonctionnement des marchés de gros de l'électricité.

SECTION 2. – L’INTÉGRATION DU STOCKAGE AUX MARCHÉS D’ÉQUILIBRAGE

709. Pour achever le marché intérieur de l’électricité, le législateur de l’Union a, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, renforcé l’intégration des marchés d’équilibrage. Pour ce faire, les nouvelles règles de fonctionnement de ces marchés doivent dorénavant permettre la participation de tous les acteurs susceptibles d’offrir des services d’équilibrage, y compris les opérateurs de stockage d’électricité. Le règlement 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l’équilibrage du système électrique définit l’« équilibrage » comme « *toutes les actions et processus, à toutes les échéances, par lesquels les [gestionnaires de réseau de transport] garantissent, de manière continue, le maintien de la fréquence du système dans une plage de stabilité prédéfinie [...] et la conformité au volume de réserves nécessaire pour la qualité requise*¹³¹⁰ ». Cette précision est importante pour comprendre la notion de « marché de l’équilibrage », qui, selon le même texte, se définit comme « *l’ensemble des dispositions institutionnelles, commerciales et opérationnelles qui établissent la gestion de l’équilibrage fondée sur le marché*¹³¹¹ ».

710. Malgré cela, l’ouverture des marchés d’équilibrage aux opérateurs de stockage est encore incomplète au niveau européen. Plusieurs règles techniques, adoptées par la Commission européenne dans le cadre du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d’accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d’électricité¹³¹², ne sont pas suffisamment adaptées aux spécificités du stockage. En France, la situation est plus favorable, malgré la persistance de plusieurs pierres d’achoppement dans le fonctionnement de certains marchés.

711. Étant donné que les opérateurs de stockage tirent une grande partie de leur modèle économique des marchés d’équilibrage, il est impératif d’établir un cadre juridique adapté aux spécificités du stockage d’électricité. Nous commencerons par rappeler, dans un premier temps, le rôle essentiel du stockage dans le maintien de l’équilibre du système électrique (§1). Ensuite, nous proposerons, dans un second temps, des mesures visant à adapter les règles des marchés d’équilibrage au stockage d’électricité (§2).

¹³¹⁰ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l’équilibrage du système électrique (*JOUE*, n° L 312, 28 novembre 2017, p. 6–53), article 2, 1).

¹³¹¹ *Ibid.*, article 2, 2).

¹³¹² Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d’accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d’électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (*JOUE*, n° L 211, 14 août 2009, p. 15–35).

§1. – La contribution du stockage à l'équilibre du système électrique

712. L'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est essentiel au bon fonctionnement du système électrique. La transition énergétique, avec l'augmentation des énergies renouvelables et la fermeture des centrales thermiques, rend cette tâche plus complexe. Le stockage d'électricité est une solution prometteuse pour assurer l'équilibrage du système électrique. Les différentes technologies de stockage peuvent, à ce propos, assurer, chacune à leur manière, l'équilibre du système électrique (A). Pour comprendre les enjeux liés à l'intégration du stockage d'électricité aux marchés d'équilibrage, il est important de comprendre le fonctionnement de ces marchés (B).

A. Des technologies de stockage complémentaires pour l'équilibre du système électrique

713. Par sa capacité à soutirer, stocker et réinjecter de l'électricité, le stockage d'électricité peut fournir une large gamme de services au réseau, tels que le contrôle de la fréquence et de la tension, l'apport d'inertie ou le redémarrage autonome. Ces services, appelés « *services auxiliaires* », sont fournis au gestionnaire de réseau public¹³¹³. Le gestionnaire de réseau utilise ces services pour le réglage de la fréquence et de la tension. Certains sont contractualisés, comme les « services système fréquence », alors que d'autres ne le sont pas, à l'instar de l'inertie. Précisons que les services rémunérés représentent une part non négligeable du revenu des opérateurs de stockage d'électricité, en particulier ceux qui exploitent des batteries stationnaires.

714. Le potentiel des différentes technologies de stockage à fournir de tels services au réseau et concurrencer les technologies de production conventionnelles dépend essentiellement du type de service, des capacités techniques de chacune des technologies de stockage et surtout du dimensionnement des installations. Comme le souligne la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028, il existe un grand nombre de technologies de stockage d'électricité chacune avec « *des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalles entre charge et décharge, densité énergétique différentes*¹³¹⁴ ». Par conséquent, il peut arriver que certains marchés, qui requièrent des exigences techniques particulières¹³¹⁵, puissent être inadaptés à certaines technologies de stockage.

¹³¹³ Sur la distinction entre « services auxiliaires » et « services système », V., MONNOT (E.), REBOURS (Y.), STERPU (S.), « Réglage de la fréquence dans un environnement libéralisé : pratique en France », Techniques de l'ingénieur, D4095 V2, 10 novembre 2010, 16 p., point 1.2., p. 4.

¹³¹⁴ Programmation pluriannuelle de l'énergie de 2019-2023 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, 2019, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 190.

¹³¹⁵ Par exemple, des constantes de temps courtes, avec une durée d'activation rapide, une durée d'activation plus lente mais avec un maintien plus long.

715. Des éléments qui précèdent, il convient tout d’abord de présenter les principaux services auxiliaires fournis par le stockage d’électricité au gestionnaire de réseau de transport (1). Il faut ensuite observer que les performances techniques des technologies de stockage varient considérablement, ce qui se traduit par une participation différenciée aux marchés d’équilibrage en fonction de la technologie employée (2). Ces informations se révéleront utiles pour appréhender les défis auxquels certaines installations de stockage sont confrontées lorsqu’elles cherchent à participer aux marchés d’équilibrage.

1. Les services auxiliaires fournis par le stockage

716. Dans le cadre de leur activité, certains utilisateurs du réseau, y compris les opérateurs de stockage d’électricité, sont susceptibles de fournir des « services auxiliaires » au gestionnaire du réseau de transport. L’article 2 de la directive 2019/944 définit la notion de « service auxiliaire » comme tout « *service nécessaire à l’exploitation d’un réseau de transport ou de distribution, incluant les services d’équilibrage et les services auxiliaires non liés au réglage de la fréquence, mais ne comprenant pas la gestion de la congestion*¹³¹⁶ ».

717. Plusieurs types de services auxiliaires peuvent être rendus par les opérateurs de stockage.

718. Ces services incluent tout d’abord la stabilisation de la fréquence du réseau électrique¹³¹⁷. À l’exception des dispositifs photovoltaïques, qui transforment directement l’énergie solaire en courant continu, les moyens de production d’électricité génèrent un courant alternatif en faisant tourner un alternateur à une vitesse spécifique, qui définit la fréquence du réseau. En Europe, cette fréquence est maintenue à 50 hertz¹³¹⁸. Contrairement à la tension, la fréquence doit rester constante dans l’ensemble du réseau pour assurer l’équilibre entre la production et la demande d’électricité. La fréquence varie constamment en fonction des fluctuations de la production et de la consommation. Si la demande électrique dépasse la production, la vitesse des alternateurs diminue, entraînant une diminution de la fréquence. À l’inverse, si la production excède la demande, la vitesse des alternateurs augmente, ce qui élève la fréquence. En dehors d’une plage de tolérance spécifiée, il existe un risque de perturbation grave. Lorsque la fréquence tombe en dessous d’un seuil critique, les groupes de production se déconnectent séquentiellement du réseau pour éviter d’être endommagés, ce qui aggrave encore le déséquilibre entre la production et la demande. Par emballement, l’on assiste à un

¹³¹⁶ Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité, article 2, point 48).

¹³¹⁷ V., en ce sens, « Le stockage d’électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 2 ; BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l’électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, point 4.3., pp. 77-81.

¹³¹⁸ V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l’électricité, article 127, paragraphe 2.

« écroulement de fréquence », qui peut occasionner des délestages ou, lorsque le déséquilibre est trop important, l'effondrement de tout ou partie du système électrique (situation communément appelée « *black-out* »¹³¹⁹). Aujourd'hui, les stations de transfert d'énergie par pompage, qui fonctionnent à l'aide d'alternateurs, constituent des actifs indispensables à la tenue de fréquence et de l'inertie¹³²⁰. D'autres technologies de stockage, en particulier les batteries, peuvent également offrir de l'inertie¹³²¹, essentielle au maintien de la fréquence.

719. Ces services incluent ensuite le maintien de la tension¹³²². La tension, exprimée en volt (V), s'entend comme la différence de potentiel électrique entre deux points d'un réseau électrique¹³²³. Précisément, l'article 2, point 3), du règlement 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité définit la « tension » comme « *la différence de potentiel électrique entre deux points mesurée à partir de la valeur efficace de la tension directe entre phases à la fréquence fondamentale* ». La stabilité de la tension doit être assurée pour plusieurs raisons, synthétisées par Daniel Souque, Laurent Chatonnet et Etienne Monnot¹³²⁴. Tout d'abord, le réglage de la tension est nécessaire pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Lorsqu'un ouvrage de transport ou de production est indisponible ou en cas de changement inattendu dans la demande d'électricité, la tension électrique diminue. Des dispositifs de correction peuvent être activés. En dessous d'un certain seuil (phénomène dit « écroulement de tension »¹³²⁵), des délestages peuvent être nécessaires pour régler la tension à son niveau initial. Le réglage de tension permet ensuite de maintenir la tension d'alimentation des clients dans les plages contractuelles, de garantir la stabilité de l'alternateur des groupes de production, essentiel pour assurer la sécurité d'approvisionnement, de minimiser les pertes de réseau et d'optimiser la capacité des ouvrages de transport d'électricité. Le réglage de la fréquence et de la tension a également pour objectif d'assurer le bon fonctionnement des

¹³¹⁹ « Black-out » : terme anglo-saxon désignant la perte de contrôle totale du système électrique, provoquant la perte d'approvisionnement en électricité sur tout ou une partie d'un territoire.

¹³²⁰ URSAT (X.), JACQUET-FRANCILLON (H.), RAFAÏ (I.), « Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP », in *Stockage d'énergie par pompage. Challenges et opportunités*, SHF, Congrès, Lyon, 23-24 novembre 2011.

¹³²¹ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N°2023-13, 26 janvier 2023, point 3.3., p. 4.

¹³²² V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 2 ; « Ancillary Services », *Energy Storage Applications Forms*, EASE, August 2021, 21 p., point 8, p. 13.

¹³²³ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, article 2, 3).

¹³²⁴ MONNOT (E.), REBOURS (Y.), STERPU (S.), « Réglage de la fréquence dans un environnement libéralisé : pratique en France », *Techniques de l'ingénieur*, D4095 V2, 10 novembre 2010, 16 p., point 1.1., p. 3.

¹³²⁵ V., en ce sens, Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I, pp. 116-117.

équipements de production ainsi que des appareils domestiques et industriels. Des variations de tensions trop importantes entraînent des dysfonctionnements sur les appareils (désoptimisation des machines tournantes, arrêt des procédés industriels), et même des dommages sur les réseaux¹³²⁶.

720. Ces services incluent enfin le démarrage autonome, souvent désigné sous le terme de « black-start »¹³²⁷. En cas d'incident de grande ampleur qui implique la mise hors tension d'une partie ou de la totalité du réseau électrique, il est nécessaire de reconstituer rapidement le réseau¹³²⁸. La reconstitution du réseau nécessite une charge minimale pour que les moyens de production redémarrent en toute sécurité. Il est donc nécessaire de recourir aux interconnexions, mais également aux centrales de production et de stockage d'électricité qui ont des « capacités de démarrage autonome¹³²⁹ ». Ces installations ont l'intérêt de redémarrer de manière indépendante sans apport d'énergie électrique extérieur à l'installation. Cette capacité est essentielle pour rétablir la fréquence du système après un *black-out*.

2. Des performances techniques variables selon les technologies de stockage

721. Certaines technologies sont plus adaptées que d'autres pour répondre aux services d'équilibrage¹³³⁰. Les technologies de stockage d'électricité présentent effectivement des caractéristiques très variables¹³³¹. Selon la littérature économique, les technologies se distinguent principalement selon la densité en énergie et en puissance (quantité d'énergie stockable), le temps de réponse nécessaire à l'activation de la décharge (de quelques millisecondes jusqu'à plusieurs minutes) et la durée de maintien (de quelques minutes jusqu'à plusieurs jours)¹³³². La constante de temps (rapport de la capacité énergétique sur la puissance maximale) et le dimensionnement des installations (taille de l'installation) restent les deux caractéristiques les plus déterminantes¹³³³.

¹³²⁶ « Rapport sur la qualité de l'électricité », *Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité*, CRE, Octobre 2010, 282 p., point 2.4.5., p. 211 et points 2.6.-2.7., pp. 216-217.

¹³²⁷ V., en ce sens, « Ancillary Services », *Energy Storage Applications Forms*, EASE, *op. cit.*, point 7, p. 12.

¹³²⁸ RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, point 2.1., p. 55.

¹³²⁹ V., en ce sens, Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, article 2, 45).

¹³³⁰ V., en ce sens, *Energy Storage and Storage Services*, ENTSO-E, Position, Octobre 2016, 12 p., p. 8.

¹³³¹ V., en ce sens, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la transition écologique et solidaire, *op. cit.*, point 5.3.6., p. 190.

¹³³² V., en ce sens, BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, 2017, *op. cit.*, pp. 71-72 ; ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 16 ; LAVERGNE (R.), PAVEL (I.), FAUCHEUX (I.), Stockage stationnaire d'électricité, CGE, 13 mars 2019, *op. cit.*, point 17, p. 16.

¹³³³ Sur la constante de temps : V., en ce sens, LAVERGNE (R.), PAVEL (I.), FAUCHEUX (I.), Stockage stationnaire d'électricité, CGE, 13 mars 2019, *op. cit.*, point 17, p. 16. ; MULTON (B.), BEN AHMED (H.), « Le

722. Dans un rapport publié en mars 2020, l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (« IRENA ») a classé les technologies de stockage d'électricité en fonction de leurs capacités à répondre aux besoins du système électrique¹³³⁴. Les stations de transfert d'énergie par pompage, les batteries et les volants d'inertie figurent parmi les candidats potentiels pour fournir des services de fréquence et de tension¹³³⁵. Les batteries sont souvent considérées comme la solution de stockage idéale pour le réglage de fréquence en raison de leur délai de réaction extrêmement rapide, de leur densité énergétique et de leur puissance élevée. Elles sont également adaptées au contrôle de tension et aux services de démarrage autonome¹³³⁶. Cependant, en raison de limitations en termes de capacité et d'énergie disponibles¹³³⁷, les batteries de taille moyenne et les volants d'inertie peuvent avoir du mal à répondre aux besoins de services nécessitant une longue durée de décharge (au-delà de 30 minutes)¹³³⁸. Enfin, les stations de transfert d'énergie par pompage et le stockage par air comprimé restent des choix privilégiés pour fournir l'inertie au système électrique, essentiel au maintien de la fréquence.

B. La gestion de l'équilibre du système électrique

723. Dans le secteur de l'électricité, il est indispensable d'assurer en temps réel la sécurité et la sûreté du système électrique et notamment le maintien de la fréquence, de la tension et de l'inertie, par un équilibre constant entre la production et la consommation d'électricité. En cas de déséquilibre entre ces paramètres, les conséquences peuvent être importantes, tant sur le plan économique que social. Cet impératif implique l'intervention de plusieurs acteurs et divers mécanismes, auquel figure en premier chef le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a confié à RTE, en tant que gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, la mission d'assurer « *à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci.* »¹³³⁹. À ce titre, RTE est responsable de l'« équilibrage » du système électrique. Mais cette mission n'incombe pas seulement à RTE. Bien au contraire, elle est partagée entre RTE et les différents utilisateurs du

stockage stationnaire d'énergie électrique : pourquoi et comment ? », *La Revue 3 E. I.*, n°48, ENS Cachan, mars 2007, pp. 18-29, p. 22.

¹³³⁴ “Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability”, IRENA, March 2020, 109 p., p. 13 et pp. 21-22.

¹³³⁵ V., en ce sens, *Ibid.*, p. 22 ; *Ancillary Services Energy Storage Applications Forms*, EASE, August 2021, EASE, 21 p. ; RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 2013, *op. cit.*, p. 151 et s.

¹³³⁶ “Roadmap on stationary applications for batteries”, *Prepared by Working Group 6, Batteries Europe*, European Commission, 2022, 53 p., p. 13.

¹³³⁷ Energie : jusqu'à 10 kWh ; Capacité : jusqu'à 20 MW (V. Database of the European energy storage technologies and facilities, European Commission, Data.europa.eu, 14 December 2022).

¹³³⁸ *Ancillary Services Energy Storage Applications Forms*, EASE, August 2021, *op. cit.*

¹³³⁹ C. énergie, article L. 321-10, premier alinéa.

réseau. Outre les acteurs qui fournissent au gestionnaire de réseau de transport les services auxiliaires nécessaires à l'équilibrage de très court terme, les responsables d'équilibre jouent un rôle déterminant dans l'équilibre du système électrique.

724. Le système électrique étant interconnecté avec les autres États européens, la gestion de l'équilibrage revêt une dimension européenne. À cet égard, pour renforcer la sécurité d'approvisionnement et garantir aux consommateurs une électricité de qualité à un prix abordable, des règles d'équilibrage harmonisées ont été élaborées par la Commission européenne sous l'égide du troisième « paquet » énergie. Mais depuis la publication du quatrième « paquet » énergie, en juin 2019, la réflexion communautaire sur les marchés d'équilibrage a pris une nouvelle dimension. Le règlement 2019/943 a poursuivi l'intégration des marchés d'équilibrage en introduisant des principes fondamentaux, parmi lesquels figure la participation du stockage d'électricité sur un pied d'égalité avec les autres acteurs du système électrique.

725. L'objectif de la présente analyse est de fournir une vue d'ensemble de la gestion de l'équilibre du système électrique, une étape préalable essentielle pour comprendre les développements à venir. Pour cela, il est nécessaire de clarifier cette mission, qui est partagée entre les responsables de l'équilibre et le gestionnaire de réseau de transport RTE (1). Ensuite, pour concevoir les enjeux liés à l'intégration du stockage d'électricité aux marchés d'équilibrage, nous mettrons l'accent sur l'influence de l'intégration européenne et de la transition énergétique sur la gestion de l'équilibrage (2).

1. Une mission partagée entre les responsables d'équilibre et RTE

726. Le modèle mis en place en France pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande repose historiquement sur deux principes, dont il convient de préciser les contours. Tour à tour, doivent être exposés succinctement le rôle des responsables d'équilibre (a) et celui du gestionnaire de réseau public de transport d'électricité (b).

a) Les responsables d'équilibre

727. Si le gestionnaire de réseau de transport est responsable de l'équilibre entre la production et la consommation, les utilisateurs du réseau ne sont pas exemptés de toute responsabilité, bien au contraire. En vertu des dispositions de l'article L. 321-15 du code de l'énergie, chaque producteur et consommateur d'électricité est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels il procède. À cet effet, il peut conclure un contrat directement avec RTE pour définir les modalités selon lesquelles ces écarts lui seront financièrement imputés, ou contracter à cette fin avec un responsable d'équilibre qui prendra en charge les écarts. Ce dispositif est également encadré par l'article 5 du règlement 2019/943.

728. Le responsable d'équilibre, qui peut être un fournisseur ou un autre opérateur du marché, doit s'assurer qu'au sein de son périmètre d'équilibre, les injections d'électricité réalisées par les producteurs et les soutirages réalisés par les consommateurs sont à l'équilibre. Il agit ainsi comme le « *mandataire*¹³⁴⁰ » des producteurs et consommateurs d'électricité rattachés à son périmètre d'équilibre. Si, malgré les leviers qu'il a engagés pour résorber les déséquilibres¹³⁴¹, le solde du périmètre (injection-soutirage) du responsable d'équilibre est négatif, RTE lui facture un prix pour les actions qu'il a dû engager pour maintenir l'équilibre du système électrique (appelé « prix de règlement des écarts »). En cas d'écart positif, le responsable d'équilibre est rémunéré par RTE. En définitive, comme le fait observer le rapporteur public Emilie Bokdam-Tognetti, dans les conclusions rendues dans l'affaire *ANPEEP*, « [l]a responsabilité ultime du responsable d'équilibre en cas de déséquilibre résiduel n'est [...] pas physique, mais financière et constatée a posteriori.¹³⁴² ».

b) Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité

729. En tant que gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE est responsable de l'équilibre physique du réseau, en vertu de l'article L. 321-10 du code de l'énergie. Aux termes de ces dispositions, RTE doit ainsi « *assurer[r] à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci.*¹³⁴³ ». Par rapport aux responsables d'équilibre, RTE intervient quasiment en temps réel pour résorber les derniers déséquilibres. Il est en quelque sorte l'ultime responsable d'équilibre du système électrique. Après la fermeture du dernier guichet infrajournalier, il devient en effet le seul acteur à agir sur l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité¹³⁴⁴.

730. Pour résorber les déséquilibres, RTE a à sa disposition divers mécanismes, tels que prévus aux articles L. 321-10 à L. 321-13 du code de l'énergie. Lorsqu'il constate une « *menace grave et imminente sur la sécurité d'approvisionnement en électricité* », des leviers exceptionnels sont à sa disposition¹³⁴⁵.

731. Pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation, le système électrique nécessite des marges de sécurité. Dans le cadre de ses missions, RTE doit notamment

¹³⁴⁰ Conclusions du rapporteur public Mme Marie-Astrid De Barmon, CE, 12 octobre 2018, N° 419505, *Société T2S c/ EDF*.

¹³⁴¹ Vente et achat d'électricité, utilisation de flexibilités diverses et/ou modification des programmes de fonctionnement de ses centrales de production.

¹³⁴² Conclusions du rapporteur public Mme Emilie Bokdam-Tognetti, CE, 25 octobre 2017, N°s 397417 et 397420, *Association nationale des producteurs d'électricité d'extrême pointe (ANPEEP)*.

¹³⁴³ C. énergie, article L. 321-10, premier alinéa.

¹³⁴⁴ V., en ce sens, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, 2016, *op. cit.*, point 1.1., p. 17.

¹³⁴⁵ V. en ce sens, C. énergie, article L. 321-17-1 et article L. 321-17-2.

veiller à la disponibilité effective et à la mise en œuvre de toutes les « réserves¹³⁴⁶ » nécessaires au fonctionnement du réseau. Les réserves visées à l'article L. 321-11 du code de l'énergie sont la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire¹³⁴⁷. Les acteurs concernés peuvent (ou doivent, pour certains¹³⁴⁸) réserver une marge de puissance qu'ils mettent à disposition de RTE pour approvisionner ces réserves. Parmi les « réserves » qui sont constituées et activées par RTE, il faut distinguer celles qui sont mobilisées dans le cadre des « services système fréquence » (i) de celles qui sont mobilisées dans le cadre du « mécanisme d'ajustement » (ii).

i) Les services système fréquence

732. Les services système fréquence correspondent à des actions automatiques visant à augmenter ou réduire la production d'électricité (ou à injecter de l'énergie lorsqu'il s'agit d'installations de stockage d'électricité) sur le très court terme. Concrètement, pour les installations de production d'électricité et pour la réserve primaire, les alternateurs doivent ajuster leur vitesse de rotation de manière autonome¹³⁴⁹, en fonction des besoins de fréquence du réseau. Les installations de stockage non mécanique, c'est-à-dire celles qui n'ont pas d'alternateur (appelées également « unité non synchrone »), comme les batteries, doivent quant à elle injecter de l'électricité vers le réseau pour rétablir la fréquence à 50 Hz.

733. Il faut distinguer la « réserve primaire » de la « réserve secondaire ».

L'activation de la réserve primaire, appelée « réserve de stabilisation de la fréquence » (« FCR »), vise à stabiliser, en moins de 30 secondes¹³⁵⁰, la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre au niveau local. Cette réserve doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production d'électricité (approximativement 3000 MW, soit deux réacteurs nucléaires de technologie EPR). Alors que la réserve primaire constitue la somme des réserves primaires des groupes en réglage primaire, la « réserve primaire d'un groupe » constitue la marge de puissance allouée au réglage primaire de fréquence¹³⁵¹.

734. La réserve secondaire, appelée « réserve de restauration de la fréquence » (« FRR »), vise à ramener la fréquence du réseau à la fréquence nominale (50 Hz) dans un délai de 15 minutes maximum¹³⁵². Cette réserve correspond plus précisément à la « somme des

¹³⁴⁶ V., en ce sens, C. énergie, article L. 321-11, premier alinéa.

¹³⁴⁷ Pour le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire), l'article L. 321-11 du code de l'énergie se limite à la réservation et non l'activation, qui est prévu à l'article L. 321-10 du même code.

¹³⁴⁸ *Ibid.*, quatrième alinéa.

¹³⁴⁹ Consigne envoyée par le contrôle commande.

¹³⁵⁰ "Product Definition for Innovative System Services", EU-SysFlex, D3.1, Ares (2019)3928437, 20 June 2019, 96 p., point 4.2., p. 35.

¹³⁵¹ V., en ce sens, Mémento de la sûreté du système électrique, RTE, 2004, 275 p., A.1.5.1.3., p. 214.

¹³⁵² "Product Definition for Innovative System Services", EU-SysFlex, *op. cit.*, point 4.2., p. 35.

*réserves secondaires des groupes asservis au réglage secondaire fréquence-puissance*¹³⁵³ ». Cette réserve constitue, pour RTE, « *un élément essentiel*¹³⁵⁴ » de la sûreté du système électrique. Elle permet de restaurer rapidement le volume de réserve primaire précédemment utilisé pour stabiliser l'écart de fréquence¹³⁵⁵ afin d'anticiper un déséquilibre à venir.

735. Les services rendus dans le cadre des services système fréquence sont rémunérés, en raison des contraintes mécaniques et économiques liées au réglage de fréquence et de tension. À ce propos, il faut relever que la réserve primaire fait l'objet d'une contractualisation par appel d'offres. Cette procédure fondée sur le marché permet à RTE de sélectionner les offres les plus compétitives de manière transparente et non discriminatoire, garantissant ainsi la liquidité du marché ainsi que la concurrence. Pour diverses raisons qui seront exposées dans les prochains développements, la réserve secondaire fait figure d'exception, puisqu'elle fait l'objet d'une contractualisation régulée¹³⁵⁶.

736. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met cette capacité à la disposition de RTE, conformément à l'article L. 321-11, quatrième alinéa, du code de l'énergie. Par un arrêt du 7 septembre 2010, *Société Powéo*, la Cour d'appel de Paris est venue préciser que la participation de ces producteurs aux services système fréquence n'est pas facultative, mais bien obligatoire¹³⁵⁷. Les autres utilisateurs du réseau participent quant à eux de manière volontaire. Tel est le cas des opérateurs de stockage d'électricité, en vertu des dispositions de l'article L. 321-11, cinquième alinéa, du code de l'énergie qui peuvent signer un contrat de participation aux services système fréquence. Les modalités de participation à la réserve primaire et secondaire sont établies dans les règles dites « *Services système fréquence*¹³⁵⁸ ». Ces règles contractuelles sont élaborées par RTE en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Avant leur mise en œuvre, elles sont soumises à l'approbation préalable de la CRE, conformément à l'article L. 321-11, cinquième alinéa, du code de l'énergie.

¹³⁵³ V., en ce sens, Mémento de la sûreté du système électrique, RTE, *op. cit.*, A.1.5.1.3., p. 214.

¹³⁵⁴ V., en ce sens, Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire, RTE, Rapport, 28 janvier 2020, p. 9.

¹³⁵⁵ Différence, négative ou positive, entre la fréquence réelle et la fréquence nominale de la zone synchrone.

¹³⁵⁶ V., en ce sens, Délibération de la CRE du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N°2022-188, 6 juillet 2022.

¹³⁵⁷ CA Paris, Pôle 05 Ch. 7 septembre 2010, N° 2009/22255, *Société Powéo*.

¹³⁵⁸ V., en ce sens, Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022.

ii) *Le mécanisme d'ajustement*

737. Lorsque les réserves primaire et secondaire sont insuffisantes, RTE peut mobiliser de nouvelles réserves au travers du mécanisme d'ajustement, défini à l'article L. 321-10 du code de l'énergie. La réserve tertiaire doit intervenir de manière continue pour compléter la réserve secondaire si celle-ci s'avère insuffisante pour résoudre le déséquilibre. La réserve tertiaire, ou le « mécanisme d'ajustement », permet ainsi de mobiliser une capacité d'énergie sur une échelle de temps pouvant aller de 15 minutes à plusieurs heures¹³⁵⁹. Concrètement, il s'agit d'ajuster, par activation d'offres d'ajustement, les programmes de production¹³⁶⁰ sur certains groupes de production (ou de stockage) pour reconstituer la réserve secondaire et, le cas échéant, la réserve primaire. Cet ajustement est effectué manuellement sous le contrôle des opérateurs de conduite des centres de *dispatching* de RTE.

738. Créé par l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, aujourd'hui codifié à l'article L. 321-10 du code de l'énergie, ce mécanisme se subdivise en deux sous-ensembles.

Le premier est contractualisé et est constitué de deux mécanismes distincts, à savoir la réserve tertiaire rapide (mobilisable en moins de 13 min.) et la réserve tertiaire complémentaire (mobilisable en moins de 30 min.). En France, les producteurs d'électricité raccordés au réseau de transport sont soumis à une obligation légale de participer au mécanisme d'ajustement en y offrant leur puissance disponible. L'article L. 321-13 du code de l'énergie prévoit que ces producteurs mettent à disposition de RTE, pour chacune des installations présente sur leur site, « la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible [...] dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement.¹³⁶¹ ». Les producteurs d'électricité peuvent toujours participer aux marchés de l'énergie pour vendre leur production, leur puissance n'étant pas « réservée » continuellement au titre du mécanisme d'ajustement. Cette exigence permet simplement de disposer d'une information sur le potentiel de flexibilité à mobiliser en cas de déséquilibre¹³⁶².

Le second dépend des offres des acteurs du système électrique¹³⁶³. Ces offres, qui sont dites « libres », sont appelées et activées par RTE selon la préséance technico-économique, conformément à l'article L. 321-10 du code de l'énergie. Les critères de choix sont objectifs et non discriminatoires¹³⁶⁴.

¹³⁵⁹ “Product Definition for Innovative System Services”, EU-SysFlex, *op. cit.*, June 20, 2019, p. 35.

¹³⁶⁰ Programmes d'appel ou d'approvisionnement, à la hausse comme à la baisse. Il s'agit respectivement des programmes de fonctionnement des groupes de production et de consommation, lesquels sont établis et transmis à RTE chaque jour, conformément à l'article L. 321-9 du code de l'énergie.

¹³⁶¹ C. énergie, article L. 321-13, premier alinéa.

¹³⁶² V., en ce sens, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, 2016, *op. cit.*, point 1.7., p. 26.

¹³⁶³ V., en ce sens, « La gestion de l'équilibre du système électrique », *Fiche pédagogique*, OIE, Avril 2017, pp. 4-5.

¹³⁶⁴ V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 3, 9).

739. Les modalités de participation au mécanisme d'ajustement sont définies dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement (dites « MA-RE »)¹³⁶⁵, règles contractuelles élaborées par RTE et approuvées par la CRE préalablement à leur mise en œuvre, conformément à l'article L. 321-10, troisième alinéa et à l'article L. 321-14, deuxième alinéa, du code de l'énergie.

2. Des enjeux associant transition énergétique et intégration européenne

740. Aujourd'hui, l'intégration européenne et la transition énergétique exercent une influence considérable sur les règles de fonctionnement des marchés de l'équilibrage.

741. Il faut effectivement observer que l'harmonisation des marchés d'équilibrage est devenue ces dernières années l'un des objectifs prioritaires de la Commission européenne pour l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. En 2016, la Commission observait que les marchés d'équilibrage variaient considérablement d'un État membre à l'autre¹³⁶⁶ et souffraient d'un manque significatif de concurrence¹³⁶⁷. La Commission a donc décidé d'intégrer les marchés d'équilibrage aux règles du marché intérieur de l'électricité dans l'objectif de parvenir à un marché d'équilibrage européen. La Commission a initié ce processus d'harmonisation avec la publication du règlement 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique¹³⁶⁸ (dit « Règlement EBGL »). Ce règlement, entré en vigueur le 18 mars 2017, établit des règles harmonisées concernant l'acquisition de capacité d'équilibrage, l'activation d'énergie d'équilibrage et leur règlement financier. L'objectif est de faciliter les échanges de services d'équilibrage et d'accroître la liquidité du marché de l'équilibrage. La mise en concurrence des offres sur des plateformes

¹³⁶⁵ V., en ce sens, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, 1^{er} septembre 2022, 238 p.

¹³⁶⁶ Impact assessment, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector, European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 410 final, point 2.1.2. V., en ce sens, Evaluation Report, Evaluation of the EU's regulatory framework for electricity market design and consumer protection in the fields of electricity and gas, Evaluation of the EU rules on measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (Directive 2005/89), European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 412 final, Part ½, point 7.4.2., p. 69.

¹³⁶⁷ V., en ce sens, Executive summary of the impact assessment, Accompanying the document Commission Regulation (EU) No .../... establishing a Guideline on Electricity Balancing, European Commission, SWD (2017) 0382 final, 23 November 2017.

¹³⁶⁸ *JOUE*, n° L 312, 28 November 2017.

communes d'équilibrage à l'échelle de l'Union¹³⁶⁹ ainsi que l'activation des offres selon une logique de présence économique, doivent permettre de renforcer la concurrence.

742. Le développement de la production d'électricité renouvelable et l'émergence de nouveaux moyens de flexibilité influencent également les règles de fonctionnement des marchés de l'équilibrage. En effet, le développement des installations de production d'électricité renouvelable variable, dont les caractéristiques diffèrent des groupes de production conventionnels¹³⁷⁰, augmente la demande en énergie d'équilibrage, en particulier pour ce qui concerne la réserve secondaire et les réserves rapides et complémentaires¹³⁷¹. Comme nous l'avons précédemment souligné, la diminution des centrales conventionnelles (« production synchrone ») au profit des centrales renouvelables, notamment éoliennes, solaires et photovoltaïques (« production asynchrone »), implique une inertie plus faible, avec des variations de fréquence plus importantes¹³⁷². L'architecture des marchés d'équilibrage doit par conséquent évoluer pour accompagner efficacement la transition énergétique. Mais il faut également constater que les marchés d'équilibrage jouent un rôle significatif dans la promotion des nouvelles flexibilités, en particulier le stockage d'électricité. Le développement du stockage d'électricité permet de diversifier l'offre de flexibilité et de répondre aux besoins de gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande. L'ouverture des marchés de l'électricité, notamment les marchés de l'équilibrage, aux nouveaux moyens de flexibilité, peut donc contribuer à surmonter le problème de manque de concurrence excessif, tel que critiqué par la Commission. Des efforts considérables ont été déployés dans ce sens avec la publication du règlement 2019/943. Ce règlement, issu du quatrième « paquet » énergie, impose aux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité d'organiser les marchés d'équilibrage de manière à garantir la participation du stockage d'électricité¹³⁷³. Cette exigence a été transposée à l'article L. 321-11 du code de l'énergie par l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 dite « marché intérieur de l'électricité »¹³⁷⁴. Il en résulte que le stockage d'électricité peut participer aux services système fréquence (y compris la production d'électricité renouvelable et les effacements), dès lors que les services offerts par ces opérateurs « *permettent, moyennant un bon rapport coût/efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent*

¹³⁶⁹ Plateforme « TERRE » (réserves de remplacement) ; Plateforme « MARI » (réserves de restauration de la fréquence manuelle), Plateforme « PICASSO » (réserves de restauration de la fréquence manuelle automatique), Plateforme « FCR cooperation » (réserves de stabilisation de la fréquence).

¹³⁷⁰ V., en ce sens, Groupe de travail 8 « Fonctionnement du système électrique », RTE, 2020, *op. cit.*, point 3.3.1., Tableau, p. 32.

¹³⁷¹ V., en ce sens, Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1.3.2., p. 293.

¹³⁷² V., en ce sens, paragraphes 9 et 301. V., aussi, https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-04-28-GT8-Fonctionnement-du-systeme-electrique-Document-de-cadrage.pdf.

¹³⁷³ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 1.

¹³⁷⁴ JORF, n°0054 du 4 mars 2021.

*l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport.*¹³⁷⁵ » Cette exigence ne s'applique pas au mécanisme d'ajustement¹³⁷⁶.

§2. – L'adaptation des marchés d'équilibrage au stockage d'électricité

743. Dans le quatrième « paquet » énergie, la Commission européenne a consacré une place importante au stockage d'électricité. Désormais, les opérateurs de stockage ont la possibilité de participer aux marchés d'équilibrage sur un pied d'égalité avec la production et la réponse à la demande. Cette évolution offre des perspectives prometteuses pour ces acteurs, pour lesquels la participation à ces marchés constitue un paramètre déterminant pour la rentabilité des projets.

744. Malgré ces avancées, qui marquent une amélioration par rapport au cadre juridique précédent établi dans le cadre du troisième « paquet » énergie, les progrès dans l'intégration du stockage dans les marchés d'équilibrage demeurent insuffisants. En effet, les règles opérationnelles, qui spécifient le fonctionnement et la participation aux marchés, excluent en grande partie le stockage d'électricité.

745. Néanmoins, dans la pratique, les marchés nationaux ont progressivement ajusté leurs règles de fonctionnement pour tenir compte de la participation des dispositifs de stockage. En France, par exemple, les installations de stockage d'électricité ont la possibilité de s'engager dans tous les marchés d'équilibrage organisés par RTE, le gestionnaire du réseau public de transport. Cependant, des obstacles subsistent.

746. Pour assurer aux opérateurs de stockage la possibilité de prendre part aux marchés d'équilibrage dans des conditions de marché appropriées, il est nécessaire, d'une part, de réviser et de renforcer le cadre juridique communautaire applicable (**A**), et d'autre part, de finaliser les règles de participation au niveau national (**B**).

A. Réviser et renforcer le cadre juridique communautaire

747. Bien que le droit de l'Union européenne établisse des principes qui encouragent la participation du stockage d'électricité aux marchés de l'équilibrage (**1**), les règles de fonctionnement de ces marchés, élaborées par la Commission européenne sous l'empire du règlement n° 714/2009, s'avèrent inadaptées (**2**). Par conséquent, les principes établis par le règlement 2019/943 ne peuvent pas être pleinement mis en œuvre. Dès lors, nous examinerons

¹³⁷⁵ C. énergie, article L. 321-11, cinquième alinéa.

¹³⁷⁶ Ces précisions, prévues à l'alinéa cinq de l'article L. 321-11 du code de l'énergie concernent uniquement les « services », c'est-à-dire les services système.

les perspectives d'amélioration qui pourraient être mises en place pour faciliter la participation du stockage aux marchés d'équilibrage (3).

1. Des principes régissant le fonctionnement des marchés d'équilibrage appropriés au développement du stockage

748. Le quatrième « paquet » énergie a établi un ensemble de règles claires concernant les marchés d'équilibrage, dans le but d'harmoniser ces règles au sein de l'Union européenne en vue d'accélérer l'intégration du marché de l'électricité et la promotion des énergies renouvelables.

749. Ces règles prévoient l'ouverture des marchés d'équilibrage à tous les moyens de flexibilité, y compris le stockage d'électricité. Comme le souligne l'exposé des motifs de la proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité, l'objectif poursuivi par le règlement 2019/943 est de créer un marché « *plus liquide*¹³⁷⁷ » capable d'« *offrir des incitations adéquates*¹³⁷⁸ » pour rendre le système électrique plus flexible.

750. Trois apports significatifs ont été introduits par le règlement 2019/943, pour renforcer la concurrence sur les marchés de l'électricité, en particulier ceux de l'équilibrage.

751. Tout d'abord, tous les moyens de flexibilités doivent participer aux marchés d'équilibrage « *sur un pied d'égalité*¹³⁷⁹ ». Les dispositions de l'article 6, paragraphe 1, du règlement 2019/943, prévoient ainsi que les marchés d'équilibrage, y compris les processus de préqualification, sont organisés de manière à « *assurer une non-discrimination effective entre les acteurs du marché, compte tenu des besoins techniques différents du système électrique et des capacités techniques différentes des sources de production d'électricité, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande*¹³⁸⁰ ». Ces dispositions permettent de favoriser une concurrence effective et loyale entre les opérateurs et les moyens de flexibilité, au bénéfice de l'ensemble des acteurs du marché. Ces mêmes dispositions imposent à ce que les marchés d'équilibrage puissent « *garantir un accès non discriminatoire de tous les acteurs du marché, que ce soit individuellement ou par agrégation, y compris pour l'électricité produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, la participation active de la demande et le stockage d'énergie*¹³⁸¹ ». Il s'agit, entre autres, d'exclure les restrictions de participation aux marchés d'équilibrage qui établissent une discrimination entre les flexibilités ou qui

¹³⁷⁷ Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, European Commission, 30 November 2016, COM(2016) 861 final, p. 10 (traduction par l'auteur).

¹³⁷⁸ *Ibid.*

¹³⁷⁹ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 3, point j).

¹³⁸⁰ *Ibid.*, article 6, paragraphe 1, point a).

¹³⁸¹ *Ibid.*, article 6, paragraphe 1, point c).

limitent ou favorisent l'accès de certaines technologies aux marchés (e.g. éviction de certaines technologies ou de certains modèles de marché comme l'agrégation, seuil de participation ou temps de réponse différents selon les technologies ou moyens de flexibilité). À ces règles vient se superposer l'acquisition des capacités d'équilibrage fondée « *sur le marché primaire*¹³⁸² », qui passe par une contractualisation par appel d'offres. Les marchés secondaires par prescription doivent par conséquent être abandonnés progressivement.

752. Le règlement 2019/943 s'attache ensuite à remédier aux distorsions de la neutralité concurrentielle. L'article 6, paragraphe 1, point b), du règlement, prévoit ainsi que les marchés d'équilibrage sont organisés de manière à « *assurer une définition transparente et technologiquement neutre des services ainsi que leur acquisition transparente et fondée sur le marché* ». Le législateur de l'Union entend éviter les règles de marché susceptibles de concevoir des services (ou sous-services) qui favorisent (ou entravent) une flexibilité ou une technologie par rapport à une autre. Cette règle permet aussi d'éviter l'octroi d'avantages indus à la production d'électricité conventionnelle qui fausseraient la concurrence.

753. Enfin, les acteurs du marché peuvent soumettre leurs offres « *à une échéance aussi proche que possible du temps réel*¹³⁸³ ». Pour le stockage, cette mesure permet de mieux refléter les coûts et le prix offert sur le marché pour un service donné. En définitive, le règlement 2019/943 précise que les marchés d'équilibrage doivent dorénavant être organisés de façon à « *respecter la nécessité de s'adapter à la part croissante de production intermittente, à l'augmentation de la participation active de la demande et à l'arrivée de nouvelles technologies*¹³⁸⁴ ». L'utilisation de l'infinitif injonctif implique à ce propos une contrainte. Les marchés d'équilibrage sont et seront ainsi contraints à « *s'adapter*¹³⁸⁵ », dans tous les cas, à ces évolutions technologiques.

754. À la suite de la publication du quatrième « paquet » énergie, le législateur national a autorisé le Gouvernement à mettre en œuvre la directive 2019/944 et le règlement 2019/943 par voie d'ordonnance¹³⁸⁶. L'article 31 de l'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, qui transpose la directive 2019/944 et le règlement 2019/943, a transposé les exigences posées par l'article 6 du règlement 2019/943. Dorénavant, le gestionnaire de réseau de transport RTE doit négocier librement avec les producteurs d'électricité, les fournisseurs et « *les autres acteurs de marché* » de son choix les contrats de participation aux services système fréquence, en

¹³⁸² *Ibid.*, article 6, paragraphe 8.

¹³⁸³ *Ibid.*, article 6, paragraphe 4.

¹³⁸⁴ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 1, point d).

¹³⁸⁵ Les mots « *nouvelles technologies* » sont susceptibles d'intégrer le stockage d'électricité.

¹³⁸⁶ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, article 39. Notons que l'article 14 de la loi n° 2020-290 du 23 mars 2020 d'urgence pour faire face à l'épidémie de covid-19 (*JORF*, n°0072 du 24 mars 2020) a prolongé ce délai de quatre mois.

application de l'article L. 321-11, deuxième alinéa, du code de l'énergie. Une remarque d'ordre terminologique s'impose ici. L'utilisation du mot « *autres* » constitue une véritable avancée, puisqu'elle permet d'étendre le champ aux opérateurs de stockage d'électricité.

755. Même si les règles de services système fréquence permettaient déjà aux opérateurs de stockage d'électricité de participer aux réserves primaire et secondaire, ces dispositions ont l'intérêt de reconnaître expressément cette participation et de la sécuriser. En conséquence, les règles de participation aux services système fréquence doivent désormais garantir « *dans des conditions transparentes et non discriminatoires que toute entreprise d'électricité et acteur de marché, y compris [...] les exploitants d'installations de stockage d'électricité peuvent offrir de tels services nécessaires au fonctionnement du réseau, dès lors que ces services permettent, moyennant un bon rapport coût/efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport*¹³⁸⁷ ». Ces dispositions ont vocation à répondre aux exigences posées par le règlement 2019/943, présentées précédemment, et par l'article 40, paragraphe 1, point d), de la directive 2019/944.

756. Il convient enfin d'observer que l'article L. 321-11 du code de l'énergie est plus restrictif que ce que le législateur de l'Union avait prévu dans le règlement 2019/943 et la directive 2019/944. En effet, l'utilisation de la locution conjonctive « *dès lors que* » implique une condition¹³⁸⁸. La liaison grammaticale avec le paragraphe précédent¹³⁸⁹ laisse à penser que les acteurs du marché ont la possibilité d'offrir des services d'équilibrage uniquement si les services qu'ils offrent répondent aux conditions posées par la dernière partie de la phrase

¹³⁸⁷ C. énergie, article L. 321-11, cinquième alinéa.

¹³⁸⁸ Si l'utilisation de la locution conjonctive « *dès lors que* » peut établir un constat, l'ajout de telles précisions n'est pas opportun dans le code de l'énergie.

¹³⁸⁹ Pour mémoire, l'article L. 321-11 du code de l'énergie dispose que : « *Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. Il veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité. / A cette fin, il négocie librement avec les producteurs, les fournisseurs et les autres acteurs de marché de son choix les contrats nécessaires à l'exécution des missions énoncées à l'alinéa précédent, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. / Pour couvrir ses besoins à court terme, le gestionnaire du réseau public de transport peut demander la modification des programmes d'appel dans les conditions définies à l'article L. 321-10. / Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. / Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre. Elles garantissent dans des conditions transparentes et non discriminatoires que toute entreprise d'électricité et acteur de marché, y compris ceux offrant de l'électricité produite à partir de sources renouvelables, les opérateurs d'effacement, les agrégateurs, les exploitants d'installations de stockage d'électricité peuvent offrir de tels services nécessaires au fonctionnement du réseau, dès lors que ces services permettent, moyennant un bon rapport coût/ efficacité, de réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques et favorisent l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission. ».*

(garantir « un bon rapport coût/efficacité », « réduire la nécessité de moderniser ou remplacer des capacités électriques » et favoriser « l'exploitation sûre et efficace du réseau de transport¹³⁹⁰ »). Ces conditions ne sont pas prévues dans le règlement 2019/943, ni dans la directive 2019/943. Leur utilité peut donc être légitimement questionnée¹³⁹¹.

2. Des règles opérationnelles inadaptées

757. Il est important de rappeler que les règles applicables aux marchés d'équilibrage ont été adoptées par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne, mais également par la Commission européenne, à travers des codes de réseaux et des lignes directrices. Sous l'empire du règlement n° 714/2009, plusieurs de ces actes ont été adoptés par la Commission en vue d'établir « les grands axes de l'eupéanisation de l'équilibrage ». On retiendra en particulier le règlement 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité et le règlement 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. Le premier fixe des lignes directrices sur les exigences et les principes concernant la sécurité d'exploitation et les règles relatives à la qualité de la fréquence. Le second fixe les règles techniques, opérationnelles et commerciales relatives à l'acquisition de capacités d'équilibrage, l'activation d'énergie d'équilibrage et leur règlement financier. Certaines exigences techniques dans les codes de réseau sont tout aussi indispensables à l'équilibrage. Il en va notamment du règlement 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité et du règlement 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation qui prévoient des exigences sur le contrôle de la fréquence et de la tension.

758. À l'exception de l'un de ces textes, tous les autres textes, dans leur version en vigueur, n'intègrent pas le stockage d'électricité dans leur domaine d'application.

¹³⁹⁰ Il nous semble que les conditions posées ne sont pas en lien avec la procédure concurrentielle. En effet, il ressort du règlement 2019/943 que, pour parvenir à l'intégration du marché intérieur de l'électricité, l'acquisition des capacités d'équilibrage doit passer par des procédures de mise en concurrence. Même si le règlement prévoit une dérogation permettant l'utilisation d'autres formes de passation de marché, il limite cette dérogation au seul motif « d'une absence de concurrence sur le marché des services d'équilibrage ». V., Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 8.

¹³⁹¹ L'utilité de ces dispositions peut toutefois être questionnée, la procédure de mise en concurrence par appels d'offres implique nécessairement des prix plus bas et une amélioration de la qualité des offres, excluant de fait les services inadéquats. La délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2020 portant avis sur le projet d'ordonnance portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE n'apporte pas plus de précision (V., en ce sens, point 2.6., p. 11).

759. Un détour contextuel s'avère pertinent en prélude, afin de comprendre cette exclusion. Au début du XXI^e siècle, le stockage d'électricité n'était pas une priorité pour l'Union européenne. Les mix électriques de production français et européen reposaient quasi uniquement sur des installations de production d'électricité pilotables¹³⁹². Ainsi, la variabilité de la production d'électricité n'était pas un défi majeur pour ces systèmes électriques. Au-delà, le degré de maturité technologique de la filière du stockage par batteries ne permettait pas d'envisager un développement à grande échelle du stockage. Pour l'Union européenne, l'intégration du stockage d'électricité aux règles du marché intérieur de l'électricité n'était donc pas une priorité, comme en témoigne le troisième « paquet » énergie, lequel exclut de ses dispositions le stockage d'électricité. On précisera toutefois que les stations de transfert d'énergie par pompage, qui sont assimilées à des centrales de production, sont couvertes par ces textes¹³⁹³.

760. Le règlement 2017/2195 fait figure d'exception dans ce paysage. Ce texte, qui fixe les règles des marchés d'équilibrage, intègre le stockage d'électricité dans son champ d'application¹³⁹⁴. A ce jour, il n'existe pas de travaux préparatoires accessibles à qui voudrait connaître l'intention de la Commission européenne d'avoir pu intégrer inopinément le stockage d'électricité. On peut conjecturer que, en pleine phase de préparation du quatrième « paquet » énergie, la Commission souhaitait anticiper les évolutions à venir sur les marchés d'équilibrage. C'est en effet à partir de 2016 que la Commission a montré son intérêt d'intégrer le stockage d'électricité aux marchés de l'électricité. On retrouve notamment un document de position, en date du mois de juin 2016, dans lequel la Commission soulève l'intérêt du stockage pour les marchés d'équilibrage¹³⁹⁵. Plus promptement, dans la proposition de règlement sur le marché intérieur de l'électricité, publiée le 30 novembre 2016, elle envisage, cette fois-ci, d'adapter les règles du marché intérieur de l'électricité pour « attirer¹³⁹⁶ » les ressources de flexibilité, dont le stockage d'électricité¹³⁹⁷. Cette précision interroge sur l'exclusion du stockage d'électricité dans le règlement 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité¹³⁹⁸, pourtant adopté quelques mois plus tôt que le règlement 2017/2195.

¹³⁹² *I.e.* Centrales thermiques à combustible fossile ou nucléaire, centrales hydrauliques à réservoir.

¹³⁹³ V., en ce sens, pour une lecture combinée : Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 2, paragraphe 1, a) et Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, article 6, paragraphe 2.

¹³⁹⁴ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, article 3, point f).

¹³⁹⁵ Proposed definition and principles for energy storage, European Commission, June 2016, p. 2.

¹³⁹⁶ Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, European Commission, 30 November 2016, COM(2016) 861 final, p. 14 (traduit par l'auteur).

¹³⁹⁷ V., en ce sens, Energy storage – the role of electricity, European Commission, February 2017, SWD(2017) 61 final, *op. cit.*, point 4.1., p. 17.

¹³⁹⁸ V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 2.

761. Cependant, il serait hasardeux d'affirmer que le stockage d'électricité ne peut actuellement participer à ces marchés. En effet, les règles d'équilibrage ont été ajustées au niveau national, la majorité des États membres ayant progressivement adapté en ce sens les exigences définies dans les codes de réseau et les lignes directrices relatives à l'équilibrage, conformément à l'article 21 du règlement 714/2009, dont les dispositions ont été remplacées par l'article 62 du règlement 2019/943¹³⁹⁹.

762. Bien que les États aient rapidement éliminé les obstacles à la participation du stockage d'électricité aux marchés de l'équilibrage, l'assimilation des installations de stockage aux sites de production et de consommation, ainsi que l'émergence de régimes divergents au sein de l'Union européenne, soulèvent des préoccupations légitimes. Cette transposition semble clairement inadéquate, tant il est vrai que les dispositifs de stockage d'électricité, notamment les batteries, suivent leur propre logique de fonctionnement. Pour RTE, l'assimilation des installations de stockage à des sites de consommation présente des limites, car les exigences appliquées aux sites de consommation ne sont « *pas toujours pertinentes*¹⁴⁰⁰ » pour le stockage.

763. L'étude commandée par la Commission européenne sur la contribution du stockage d'électricité à la sécurité de l'approvisionnement, publiée en mai 2020, a souligné certaines exigences susceptibles de constituer des obstacles techniques à l'entrée sur les marchés de l'équilibrage. Parmi ces obstacles figurent les seuils requis pour participer aux marchés d'équilibrage ainsi que la durée minimale de fourniture d'énergie d'équilibrage¹⁴⁰¹. Outre le fait qu'elles peuvent dissuader les opérateurs de stockage d'électricité de participer à ces marchés, ces barrières techniques entraînent également une surcharge administrative, en particulier pour les petits exploitants.

764. Cependant, il est important de noter que ces difficultés sont progressivement en train d'être supprimées. Si l'on reprend l'exemple de la France, RTE a ainsi abaissé le seuil de participation à 1 MW pour les services système fréquence et le mécanisme d'ajustement¹⁴⁰².

¹³⁹⁹ Ou « *orientations* » pour être plus juste.

¹⁴⁰⁰ V., « Évolution des règles relatives aux Services Système fréquence », *Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des Règles SSyf*, RTE, *op. cit.*, Juillet 2022, point 3.2., p. 31.

¹⁴⁰¹ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, point 3.3.4., p. 83. Si le caractère symétrique des offres (à la hausse et à la baisse) fait l'objet de critique, il faut relever que l'article 32 du règlement EB prévoit que l'achat de capacité d'équilibrage doit être fondé sur le marché et dissymétrique (différent entre la hausse et la baisse).

¹⁴⁰² Ce nouveau seuil fait toutefois l'objet de critique par les principaux intéressés. V., en ce sens, Rapport de consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence, RTE, Document d'accompagnement, 5 mai 2020, 45 p., p. 19.

3. Des perspectives d'amélioration

765. Pour parvenir à l'objectif de l'Union de l'énergie, il est impératif de développer des marchés d'équilibrage qui, d'une part, soient concurrentiels, transparents et non discriminatoires, et d'autre part, contribuent de manière positive à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Si les règles opérationnelles ne correspondent pas aux principes fondamentaux énoncés par les nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité, il conviendrait, de toute évidence, de procéder à leur révision. En conséquence, une révision des directives et des codes de réseau est suggérée (a). L'introduction de critères environnementaux pourrait également s'avérer pertinente pour favoriser des marchés d'équilibrage compatibles avec les objectifs climatiques. En effet, l'achat de services d'équilibrage ne prend pas en considération les aspects environnementaux. Les moyens de stockage d'électricité se trouvent ainsi en concurrence avec d'autres moyens de flexibilité, notamment les moyens de production d'électricité thermique utilisant des combustibles fossiles tels que les centrales à cycle combiné gaz, les turbines à combustion, ainsi que les centrales au fioul ou au charbon. Ces derniers sont en mesure de répondre aux besoins d'équilibrage, notamment en ce qui concerne la stabilité et l'inertie, ce qui réduit l'incitation à développer de nouvelles capacités de stockage d'électricité. Ces dernières émettent pourtant nettement plus de gaz à effet de serre que les installations de stockage d'électricité¹⁴⁰³. Dans la perspective d'encourager le développement du stockage d'électricité, il pourrait ainsi être proposé, comme cela existe pour le mécanisme de capacité, un critère environnemental pour la participation aux marchés d'équilibrage (b).

a) La refonte des lignes directrices et codes de réseau

766. Comme il a été vu précédemment¹⁴⁰⁴, à l'exception du règlement 2017/2195 du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, les codes de réseau et les lignes directrices adoptées par la Commission européenne excluent le stockage d'électricité de leur champ d'application. Cette approche, qui ne correspond pas aux nouvelles règles du marché intérieur de l'électricité établies dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, entrave le développement du stockage en imposant des règles de participation inappropriées et discriminatoires. Par conséquent, il incombe à la Commission de réviser les lignes directrices et les codes de réseau pour les adapter au stockage d'électricité.

767. Rappelons à ce titre qu'en application du règlement 2019/943, la Commission est habilitée à prendre des actes délégués et d'exécution relatifs aux règles du marché, à l'exploitation du système et au raccordement au réseau. Conformément à l'article 60 du

¹⁴⁰³ Centrale à charbon (1 050 kgCO₂e/MWh), Turbines à combustion (778 gCO₂e/kWh), Centrale thermique au fioul (664 gCO₂e/kWh), Cycles Combinés Gaz (443 gCO₂e/kWh), comparativement aux centrales nucléaires (66 gCO₂e/kWh). V., Base Carbone, ADEME, version 11.0.0, 18 novembre 2014, p. 93.

¹⁴⁰⁴ V., en ce sens, paragraphes 686-689.

règlement 2019/943, l'habilitation peut notamment concerner la modification des codes de réseau dans les domaines énumérés à l'article 59, paragraphes 1 et 2, dudit règlement. Parmi les domaines concernés, figure notamment celui relatif aux marchés d'équilibrage¹⁴⁰⁵. Si l'intervention de la Commission est, en la matière, nécessaire, celles de l'ACER, de l'ENTSO-E et de l'E.DSO le sont tout autant¹⁴⁰⁶. En application de l'article 59, paragraphe 3, du règlement 2019/943, il incombe à la Commission d'établir une liste des priorités recensant les domaines à prendre en considération pour l'élaboration de codes de réseau. Publiée le 14 octobre 2020, cette liste vise, pour la période 2020-2023, à modifier les règles relatives à la flexibilité, y compris le « *stockage de l'énergie*¹⁴⁰⁷ ».

768. Afin de mettre fin à l'insécurité juridique subie par les opérateurs de stockage d'électricité, deux pistes pourraient être explorées.

769. D'une part, l'ouverture du champ d'application des codes de réseau et des lignes directrices au stockage d'électricité pourrait être envisagée. La notion de « stockage d'électricité¹⁴⁰⁸ » devrait ainsi figurer dans l'article relatif au champ d'application des différents codes de réseau et lignes directrices concernés¹⁴⁰⁹. En vue d'harmoniser le traitement du stockage d'électricité dans ces actes, il conviendrait d'apporter une définition identique à la notion de « stockage d'électricité ». La définition suggérée par le groupe de travail *EG Storage*, institué par le *European Stakeholder Committee*, sous la houlette de l'ACER et de l'ENTSO-E, pourrait être reprise dans les règlements concernés¹⁴¹⁰. Celle-ci a l'intérêt de reprendre, dans le

¹⁴⁰⁵ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 59, paragraphe 1, points a) et c), et, par une lecture extensive, point e) et paragraphe 2, point b).

¹⁴⁰⁶ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 59.

¹⁴⁰⁷ Décision d'exécution 2020/1479 de la Commission du 14 octobre 2020 établissant les listes des priorités pour l'élaboration des codes de réseau et des lignes directrices dans le secteur de l'électricité pour la période 2020-2023 et dans le secteur du gaz en 2020 (*JOUE*, n° L 338, 15 octobre 2020), article 1^{er}, b).

¹⁴⁰⁸ Comme le mentionne le groupe de travail *EG Storage*, il convient de limiter le champ d'application au « stockage d'électricité ». Du point de vue du réseau, le « stockage d'énergie », sans restitution au réseau électrique, est considéré comme une demande, puisque l'énergie électrique est convertie en une autre forme d'énergie autre que l'électricité (l'énergie électrique ne revient pas sur le réseau électrique).

¹⁴⁰⁹ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, article 3, paragraphe 1 [avec suppression des dispositions prévues au point d), paragraphe 2, de l'article 3] ; Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, article 3, paragraphe 1 [avec suppression des dispositions prévues au point b), paragraphe 2, de l'article 3] ; Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 2, paragraphe 1.

¹⁴¹⁰ Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement

fond, la définition du « stockage d'énergie » inscrite à l'article 2 de la directive 2019/944¹⁴¹¹. Afin de se conformer au règlement 2019/943, la définition devrait garantir la neutralité technologique, intégrant de fait les véhicules électriques¹⁴¹², et limiter autant que possible les exceptions¹⁴¹³. Enfin, un document d'orientation de mise en œuvre pourrait s'avérer utile, notamment pour préciser et illustrer les exigences applicables à chaque type de projet de stockage. Il s'agit, d'ailleurs, d'une des recommandations du groupe de travail *EG Storage* pour la refonte du règlement 2016/631¹⁴¹⁴. Ce document pourrait inclure des cas d'étude pour illustrer les différentes approches possibles et préciser les exigences techniques applicables. La mise en œuvre des codes de réseau et des lignes directrices serait ainsi facilitée.

770. D'autre part, les exigences en vigueur figurant dans les codes de réseau et lignes directrices devraient, le cas échéant, faire l'objet de révision afin de remédier aux éventuelles lacunes. Cette proposition repose principalement sur les difficultés auxquelles sont confrontés les opérateurs de stockage d'électricité lorsqu'ils cherchent à participer aux marchés d'équilibrage. Comme évoqué précédemment, plusieurs exigences peuvent entraver la participation du stockage d'électricité à ces marchés. Cette évolution se justifie également au vu des modifications envisagées dans plusieurs États membres. L'exemple de la France et de certains États membres¹⁴¹⁵, qui ont adapté les exigences relatives à l'équilibrage au stockage d'électricité, démontre qu'il est possible de faire de même au niveau européen. L'une de ces évolutions pourrait se concentrer sur la définition de la durée de maintien de la puissance en état d'alerte pour les entités disposant de réservoirs d'énergie limités¹⁴¹⁶ (c'est-à-dire celles

des réseaux de distribution et des installations de consommation, Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

¹⁴¹¹ « Stockage d'électricité » : « *la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie pouvant être stockée, le stockage de cette énergie et la reconversion ultérieure de cette énergie en énergie électrique* ». V., Storage Expert Group : Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*, Appendix A, p. 40 (traduit par l'auteur).

¹⁴¹² Le groupe de travail *EG Storage* recommande de mentionner, dans les considérants du règlement 2016/631, une telle donnée (*Ibid.*, p. 39).

¹⁴¹³ La technologie de stockage par volant d'inertie étant particulière du point de vue du réseau, le Groupe EG recommande à chaque gestionnaire de réseau de transport de traiter cette technologie indépendamment des futures règles applicables aux installations de stockage (Storage Expert Group : Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, *op. cit.*, point 4), p. 30).

¹⁴¹⁴ *Storage Expert Group: Phase II final report*, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, *op. cit.*, point 3), p. 36.

¹⁴¹⁵ Notamment l'Autriche, la Belgique, Chypre, la Finlande, l'Italie, la Lituanie, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. V., ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, respectivement, p. 142, p. 144, p. 150, p. 158, p. 172, p. 176, p. 181, p. 199).

¹⁴¹⁶ « *Entité qui ne peut fournir de la Réserve Primaire et/ ou Secondaire, sur la période contractualisée avec RTE (durée respectant le pas de programmation et le délai de neutralisation), à moins d'être rechargée ou déchargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon récurrente* ». V., Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2021, p. 20.

basées sur des dispositifs de stockage). Cette situation, qui engendre un « risque important¹⁴¹⁷ » pour les installations de stockage existantes et futures, pourrait être considérée comme une priorité.

771. À cela, il serait intéressant d'élargir le champ d'action du groupe de travail *EG Storage* en lui confiant la responsabilité d'examiner les lignes directrices relatives à l'équilibrage, afin de les adapter aux nouvelles règles posées dans le cadre du quatrième « paquet » énergie. Ce groupe de travail pourrait notamment s'inspirer des mesures adoptées dans certains États membres ainsi que les recommandations formulées par l'étude relative à la contribution du stockage d'électricité à la sécurité d'approvisionnement, réalisée pour la Commission européenne et publiée le 8 mai 2020. La collaboration entre les parties prenantes, représentant toutes les filières (production, consommation, stockage), aussi bien dans les domaines technologiques conventionnels qu'émergents, s'avérerait essentielle pour intégrer au mieux les spécificités de chacune d'entre elles. Cette possibilité est d'ailleurs prévue par le règlement 2019/943, qui prévoit que lorsqu'elle modifie les lignes directrices, « *la Commission consulte l'ACER, le REGRT pour l'électricité, l'entité des GRD de l'Union et, le cas échéant, d'autres parties prenantes.*¹⁴¹⁸ »

b) L'introduction d'un critère environnemental

772. En complément des éléments précédemment évoqués concernant les codes de réseau et les lignes directrices, il pourrait être envisagé d'introduire un critère environnemental pour la participation aux marchés d'équilibrage. Cette initiative, qui devrait figurer parmi les principes fondamentaux du fonctionnement des marchés d'équilibrage, pourrait se matérialiser sous la forme d'un plafond d'émissions de gaz à effet de serre, en s'inspirant de ce qui est déjà envisagé dans le cadre du mécanisme de capacité¹⁴¹⁹.

773. Une telle mesure aurait ainsi l'intérêt de réduire l'empreinte carbone des marchés d'équilibrage et d'encourager les investissements vers des dispositifs de flexibilité plus respectueux pour l'environnement, tels que le stockage d'électricité. Cette recommandation a d'ailleurs été formulée dans un document de position de l'association européenne du stockage d'électricité sur la révision de la conception du marché intérieur de l'électricité¹⁴²⁰. Cependant,

¹⁴¹⁷ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 15. V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 156, paragraphes 9 et 10.

¹⁴¹⁸ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 61, paragraphe 6.

¹⁴¹⁹ Méthode de calcul utilisée pour le mécanisme de capacité : la limite d'émissions directes de CO₂ est fixée pour les émissions d'origine fossile par kWh d'électricité et pour les émissions d'origine fossile en moyenne par an, par KWe installé.

¹⁴²⁰ « The Electricity Market Design Revision », *Decarbonised Energy Security Through Energy Storage*, EASE, Brussels, November 2022, 20 p.

il est important de noter que cette mesure devrait être mise en place uniquement si elle « *est techniquement faisable et économiquement viable*¹⁴²¹ ». Une telle mesure aurait pour conséquence de favoriser l'utilisation des flexibilités moins émettrices de carbone, ce qui améliorerait les signaux d'investissement en faveur du stockage d'électricité. De plus, cette mesure permettrait d'exclure les centrales les plus coûteuses dans l'ordre de mérite, contribuant ainsi à réduire les coûts liés à l'équilibrage.

774. La révision à venir des règles du marché intérieur de l'électricité pourrait représenter une opportunité pour intégrer cette mesure¹⁴²². Pour produire pleinement ses effets, le dispositif devrait s'inscrire dans les principes fondamentaux de la participation aux marchés d'équilibrage qui figurent dans le règlement 2019/943. La mesure serait d'autant plus cohérente, puisque ce même règlement prévoit déjà un dispositif similaire pour les mécanismes de capacité. En droit interne, la mise en œuvre de cette mesure ne nécessite pas de modifications législatives ou réglementaires particulières. Outre l'application directe du règlement qui ne nécessiterait pas de transposition en droit interne, les règles régissant les services système fréquence sont élaborées par RTE, puis approuvées par la CRE, conformément à l'article L. 321-11 du code de l'énergie. Si cette option est retenue, il serait opportun, pour éviter des charges administratives inutiles, d'exclure les installations de stockage d'électricité qui soutirent uniquement de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. En effet, il est manifeste que la production d'électricité renouvelable est une source d'énergie non émettrice de gaz à effet de serre.

B. Parachever les règles de participation au niveau national

775. En France, le fonctionnement des marchés d'équilibrage est réglementé par le code de l'énergie. Conformément à la législation française, le gestionnaire de réseau de transport RTE est chargé de rédiger les règles de fonctionnement des marchés d'équilibrage. Ces règles sont ensuite soumises à l'approbation de la CRE, conformément aux dispositions des articles L. 321-10 et L. 321-11 du code de l'énergie. Ces règles sont élaborées en cohérence avec les principes et les règles de fonctionnement des marchés d'équilibrage adoptés au niveau communautaire.

776. Ces règles nationales font l'objet de révisions régulières. Les différentes évolutions entreprises depuis 2012 ont ainsi permis de supprimer certaines des barrières techniques à la participation du stockage d'électricité sur divers marchés d'équilibrage. Malgré ces progrès, certains marchés continuent de présenter des points d'achoppement (1). Cette situation découle en grande partie d'un système électrique historiquement centralisé, conçu

¹⁴²¹ *Ibid.*, point 2, p. 8 (traduction par l'auteur).

¹⁴²² Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 22, paragraphe 4.

pour une gestion centralisée de l'équilibrage, avec des règles de participation conçues pour des sources de production de grande taille capables de répondre à des besoins importants en termes de puissance et d'énergie.

777. Afin de répondre aux enjeux de l'insertion croissante des moyens de production non conventionnels et des nouvelles flexibilités, les marchés d'équilibrage sont nécessairement appelés à évoluer. Dès lors que la participation du stockage à ces marchés est essentielle pour assurer leur viabilité économique, il est impératif de continuer à adapter les règles de participation au stockage d'électricité. À cet égard, plusieurs solutions semblent pouvoir se dessiner (2).

1. Les difficultés rencontrées

778. Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité travaille depuis plusieurs années à l'intégration des nouvelles flexibilités, et en particulier le stockage d'électricité, aux marchés d'équilibrage. Les évolutions consistent concrètement à supprimer les barrières techniques à l'entrée pour faciliter l'intégration du stockage dans les marchés et renforcer l'effectivité de la concurrence. L'objectif est de garantir aussi bien le fonctionnement efficace des marchés d'équilibrage que le développement de la production d'électricité renouvelable. Malgré des évolutions encourageantes, certains marchés n'offrent pas le même niveau d'ouverture à la participation du stockage d'électricité. Les difficultés rencontrées se concentrent à titre principal sur les services système fréquence (a), et à titre subsidiaire, sur le mécanisme d'ajustement (b).

a) Les services système fréquence

779. Les règles de participation aux services système fréquence ne sont pas suffisamment adaptées au stockage d'électricité. Les difficultés rencontrées varient fortement selon les types de réserves concernées. Alors que l'intégration du stockage d'électricité dans la réserve primaire présente peu de difficultés, avec comme seule pierre d'achoppement une condition technique qui a vocation à être résolue incessamment (i), la réserve secondaire rencontre plusieurs écueils (ii), dont certains restent indépendants des caractéristiques de la réserve. Au-delà de cette hétérogénéité, la réserve primaire et la réserve secondaire connaissent malgré tout des difficultés communes (iii).

i) La réserve primaire

780. L'adaptation des règles de participation à la réserve primaire pour le stockage d'électricité figure parmi les priorités du gestionnaire du réseau public de transport

d'électricité¹⁴²³. La participation à la réserve primaire à titre expérimental a initialement été ouverte au stockage d'électricité¹⁴²⁴ le 1^{er} juillet 2014, par la délibération de la CRE du 28 novembre 2013 portant approbation des règles de services système fréquence¹⁴²⁵. Cette réforme faisait notamment suite à l'évolution du cadre législatif européen, entamée par la directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique¹⁴²⁶.

781. Les règles encadrant la participation du stockage aux services système fréquence ont été adaptées au fur et à mesure de l'expérimentation, afin d'encourager les opérateurs de stockage à participer à la réserve primaire. Parmi les évolutions, on peut citer l'agrégation pour les sites d'injection ou de soutirage¹⁴²⁷, le rehaussement du seuil de participation (de 40 MW à 100 MW)¹⁴²⁸, l'adoption d'une trame type de certification au réglage primaire de fréquence pour le stockage, l'introduction de nouvelles définitions visant à distinguer le stockage de la production et de la consommation, l'agrégation au sein d'une entité de réserve pour des sites de soutirage et d'injection¹⁴²⁹, l'application au stockage des exigences applicables aux capacités constructives et enfin l'agrégation pour les sites raccordés au réseau public de distribution¹⁴³⁰. Certaines de ces évolutions ont eu des effets positifs sur la participation du stockage d'électricité à la réserve primaire. Il s'agit en particulier de la contractualisation par appels d'offres ainsi que la participation des moyens de stockage à la plateforme européenne de réserve primaire à

¹⁴²³ Modalités de mise en œuvre du stockage d'électricité par les gestionnaires de réseaux : Le point de vue de RTE, Conférence annuelle ATEE sur le stockage d'électricité Louise ORIOL – Baptiste DENIZE / Direction Économie du Système Électrique, RTE, 24 novembre 2020.

¹⁴²⁴ Hors STEP.

¹⁴²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2013 portant approbation des Règles Services Système, 6 décembre 2013.

¹⁴²⁶ Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE (*JOUE*, n° L 315 du 14 novembre 2012, pp. 1-56). La directive impose aux États membres de veiller à ne pas entraver la participation du stockage d'électricité à la fourniture de « services auxiliaires », entendus comme les services rendus par les utilisateurs du réseau dans le cadre des marchés d'équilibrage (lecture combinée de l'article 15, paragraphe 1 et de l'annexe XI, paragraphe 2, f), de la directive).

¹⁴²⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} décembre 2016 portant approbation des Règles Services Système fréquence et des Règles Services Système tension, 5 décembre 2016, point 2.4., p. 6.

¹⁴²⁸ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 octobre 2018 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2018-220, 25 octobre 2018. V., aussi, Rapport de Consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence, RTE, Document d'accompagnement, 18 juillet 2018, paragraphe 5, pp. 12-14.

¹⁴²⁹ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2020 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE 2020, N°2020-185, 23 juillet 2020 ; Rapport de consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence, RTE, Document d'accompagnement, 5 mai 2020, *op. cit.*, pp. 23-24, 31-33 et 36-39. V., aussi, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2021 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N°2021-165, 25 juin 2021 ; Règles Services Système Fréquence, Saisine initiale, RTE, 2021, 201 p., pp. 140-145.

¹⁴³⁰ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juillet 2022 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N°2022-226, 29 juillet 2022 ; « Évolution des règles relatives aux Services Système fréquence », *Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des Règles SSyf*, RTE, Juillet 2022, pp. 31-40 et pp. 71-76.

partir de 2019¹⁴³¹. Ainsi, pour l'année 2022, 260 MW de batteries ont ainsi été certifiés pour participer à la réserve primaire, pour une capacité globale de l'ordre de 500 MW¹⁴³². La réserve primaire est d'ailleurs devenue le premier levier de valorisation du stockage d'électricité¹⁴³³, en raison notamment d'une rémunération très attractive¹⁴³⁴. Dans ce contexte, RTE a décidé de mettre fin à la participation expérimentale des dispositifs de stockage à la réserve primaire à partir du 1^{er} janvier 2023¹⁴³⁵.

782. En dépit de l'absence de difficulté majeure, les opérateurs de stockage qui participent à la réserve primaire sont exposés à une incertitude autour de la durée de tenue de puissance en état d'alerte, laquelle serait susceptible de « *remettre en cause l'équilibre financier*¹⁴³⁶ » de certains projets de stockage d'électricité. Faut-il préciser que l'article 156 du règlement 2017/1485 introduit des exigences relatives aux entités à réservoir d'énergie limitée¹⁴³⁷. En cas d'écart de fréquence, ces entités, qui peuvent concerner les installations de stockage, doivent être en mesure de fournir la réserve pendant une durée « *[ni] supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes*¹⁴³⁸ » à partir du passage en état d'alerte et durant l'état d'alerte. Cette durée est déterminée par un accord commun entre chaque gestionnaire de réseau de transport ou, à défaut d'en avoir trouvé un, par chaque gestionnaire de réseau de transport d'électricité pour l'État concerné¹⁴³⁹. Une fois qu'ils se sont accordés sur la durée, celle-ci doit s'appliquer à toutes les installations du système électrique européen. Selon la version en vigueur des règles services système fréquence, applicable au 1^{er} septembre 2022, la durée déterminée par RTE est de 15 minutes¹⁴⁴⁰. Pour la CRE, l'absence de coalition fait peser « *un risque important*¹⁴⁴¹ » sur les opérateurs d'équilibrage et, en particulier, les opérateurs de

¹⁴³¹ Plan de mise en œuvre des autorités françaises, Ministère de la transition écologique, Août 2022, 56 p., pp. 33-34.

¹⁴³² V. en ce sens, « Présentation RTE », in *11^e Colloque annuel du Club Stockage*, 6 octobre 2022, ATEE, Paris, p. 103.

¹⁴³³ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, point 2.3.1., p. 15.

¹⁴³⁴ « Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique », RTE, Principaux résultats, Mai 2019, 80 p., point 5.6., p. 50.

¹⁴³⁵ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juillet 2022 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2022-226, 29 juillet 2022, point 2.2., pp. 4-5.

¹⁴³⁶ V., en ce sens, Plan de mise en œuvre des autorités françaises, Ministère de la transition écologique, Août 2022, *op. cit.*, p. 35.

¹⁴³⁷ « Entité qui ne peut fournir de la Réserve Primaire et/ ou Secondaire, sur la période contractualisée avec RTE (durée respectant le pas de programmation et le délai de neutralisation), à moins d'être rechargée ou déchargée (sur le réseau ou via des apports naturels) de façon récurrente ». V., Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2021, p. 20.

¹⁴³⁸ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 156, paragraphe 9.

¹⁴³⁹ *Ibid.*, article 156, paragraphe 10.

¹⁴⁴⁰ V., en ce sens, Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, p. 47, article 12.2.1.1.1.

¹⁴⁴¹ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, p. 15.

stockage. À défaut d'accord entre les gestionnaires de réseaux de transport européens ou entre les autorités de régulation, l'ACER a toujours la possibilité d'adopter une décision définitive visant à statuer sur la durée de tenue de puissance en état d'alerte, comme ce qui lui est permis de faire, en application du règlement 2017/1485¹⁴⁴² et du règlement 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie¹⁴⁴³.

ii) La réserve secondaire

783. À la différence de la réserve primaire, la réserve secondaire ne remporte pas le succès escompté auprès des opérateurs de stockage d'électricité, en particulier des batteries¹⁴⁴⁴. La délibération de la CRE du 28 novembre 2013 portant approbation des règles services système¹⁴⁴⁵ a autorisé le stockage d'électricité à participer à la réserve secondaire. Depuis le 1^{er} juillet 2014, la participation des dispositifs de stockage au réglage de la fréquence est en cours d'expérimentation¹⁴⁴⁶.

784. L'absence de participation des moyens de stockage à la réserve secondaire peut être attribuée à la manière dont ces dispositifs sont dimensionnés. Les opérateurs qui fournissent ces services sur la réserve secondaire doivent être capables de réagir rapidement et de répondre aux exigences pour fournir le volume minimal requis pour la réserve primaire. Cependant, certains dispositifs de stockage ont choisi un dimensionnement en énergie (rapport énergie/puissance) qui n'est pas idéal pour la réserve secondaire, principalement en raison de la disponibilité d'énergie pendant la période de déstockage. La durée de réponse nécessaire pour corriger un écart de fréquence (quinze minutes) et, par conséquent, la quantité d'énergie nécessaire pour répondre à cette exigence peuvent représenter un obstacle pour ces dispositifs de stockage. Cette durée, relativement longue et profonde, exige des capacités de stockage d'énergie plus importantes que celles nécessaires pour la réserve primaire, qui a un temps de réponse de moins de trente secondes. Cela ne signifie pas que les caractéristiques techniques de la réserve secondaire sont inadaptées. Toutefois, cette difficulté pourrait être surmontée par l'agrégation.

¹⁴⁴² Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, article 156, paragraphe 10 et article 6, paragraphe 7.

¹⁴⁴³ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (*JOUE*, L 158, 14 juin 2019), article 5, paragraphe 3, article 6, paragraphe 10, alinéa 2.

¹⁴⁴⁴ *Ibid.*, point 3.5.2, p. 38. V., aussi, Schéma décennal de développement du réseau, RTE, Edition 2019, *op. cit.*, p. 292.

¹⁴⁴⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 novembre 2013 portant approbation des Règles Services Système, 6 décembre 2013.

¹⁴⁴⁶ V., en ce sens, « Évolution des règles relatives aux Services Système fréquence », *Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des Règles SSYf*, RTE, Juillet 2022, point 3.5.3, p. 39.

785. L'absence de participation des moyens de stockage à la réserve secondaire peut également être attribuée au maintien d'un mécanisme régulé. En France, la contractualisation est actuellement réalisée au moyen de deux mécanismes de marché : le marché « obligé » et le marché « secondaire ». Dans le premier, les acteurs obligés définis à l'article L. 321-11, quatrième alinéa, du code de l'énergie, reçoivent des prescriptions pour participer aux services système fréquence à un prix régulé (20€/MWh)¹⁴⁴⁷. Dans le second, les capacités aptes, y compris les dispositifs de stockage d'électricité, peuvent valoriser leurs services d'équilibrage librement. Pour autant, cette faculté n'est pas de nature à encourager la participation du stockage d'électricité. Dans le modèle régulé, l'opérateur de stockage n'a pas un accès direct au marché. Pour y participer, il doit passer par un acteur « obligé » et conclure un contrat. Concrètement, l'opérateur de stockage rachète une partie de l'obligation de l'acteur « obligé », dans les conditions prévues à l'article 8 des règles « Services système fréquence » en vigueur¹⁴⁴⁸. Or, ce processus manque de transparence dans la formation des prix, car les opérateurs de stockage doivent soumettre des offres sans connaître pleinement le prix de marché auquel le service sera finalement acquis par RTE.

786. Cette organisation de marché régulée doit évoluer vers un modèle basé sur le marché. Il est essentiel de rappeler que la Commission européenne vise à terme la décentralisation totale des marchés d'équilibrage pour en réduire la concentration. Une première étape a été franchie avec l'adoption du règlement 2017/2195, qui prévoit la création de la plateforme européenne PICASSO pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence¹⁴⁴⁹ (plateforme « PICASSO¹⁴⁵⁰ »). Cette plateforme permet l'échange d'offres de réserve secondaire à la hausse et à la baisse sous forme de « *produits standards d'énergie d'équilibrage*¹⁴⁵¹ ». Pour atteindre l'efficacité économique optimale, les offres sont activées en fonction de l'ordre de préséance économique, c'est-à-dire en fonction des coûts marginaux croissants¹⁴⁵². Ce nouveau modèle de contractualisation fondé sur le marché doit s'imposer et remplacer les modèles régulés. Une deuxième étape a été franchie avec l'adoption du règlement 2019/943, qui prévoit à son article 6 que les offres sont acquises selon des modalités fondées sur « *un marché primaire*¹⁴⁵³ ».

¹⁴⁴⁷ Les « acteurs obligés » sont les producteurs (> 120 MW) « dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5 [du code de l'énergie] ».

¹⁴⁴⁸ V., en ce sens, Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, *op. cit.*, article 8, p. 70 et s.

¹⁴⁴⁹ Réserve secondaire.

¹⁴⁵⁰ V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, article 21.

¹⁴⁵¹ Produit d'équilibrage harmonisé défini par tous les gestionnaires de réseau de transport pour l'échange de services d'équilibrage (énergie/capacité d'équilibrage).

¹⁴⁵² V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, article 21.

¹⁴⁵³ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 8, alinéa 2.

787. Le renforcement de la concurrence présenterait plusieurs avantages, notamment le développement de nouveaux moyens de flexibilité, en particulier le stockage d'électricité¹⁴⁵⁴, ainsi que la réduction des coûts liés à l'équilibrage qui sont actuellement supportés par les consommateurs via les tarifs de réseaux¹⁴⁵⁵. Les résultats obtenus lors de la transition d'un approvisionnement basé sur des prescriptions à un marché avec des appels d'offres pour la réserve primaire mettent en lumière les impacts sur le développement du stockage d'électricité¹⁴⁵⁶.

788. Bien que ces avancées législatives soient encourageantes pour le stockage d'électricité, la transition vers un modèle basé sur le marché n'est pas en mesure d'être réalisée rapidement.

789. Pour en comprendre les raisons, il convient de rappeler brièvement les événements récents auxquels le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité a été confronté. À la suite de la délibération de la CRE du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire¹⁴⁵⁷, RTE a lancé, le 3 novembre 2021, une procédure d'appel d'offres quotidien pour constituer la réserve secondaire¹⁴⁵⁸. Or, l'appel d'offres n'a pas eu le succès escompté. Après avoir constaté de « *grave dysfonctionnement*¹⁴⁵⁹ » dans le déroulement de la procédure, la CRE a demandé à RTE de suspendre l'appel d'offres, qui a été interrompu le 23 novembre 2021¹⁴⁶⁰. Dans une délibération du 30 juin 2022, la CRE observe que l'absence de jeu concurrentiel était susceptible de renchérir les prix des réserves, ce qui pouvait avoir des répercussions importantes sur les factures des consommateurs¹⁴⁶¹. Cette situation est d'autant plus étonnante puisque les parties prenantes étaient, selon la CRE, « *très majoritairement favorables à la mise en œuvre d'une [telle] contractualisation [...] en lieu et*

¹⁴⁵⁴ V., en ce sens, Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, article 3, paragraphe 1, point f). V., aussi, Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire, RTE, Rapport, 28 janvier 2020, 44 p., p. 6.

¹⁴⁵⁵ Le prix de détail intègre les coûts liés aux tarifs d'utilisation du réseau public de transport, lesquels couvrent les coûts résultant de l'exécution des missions de service public du gestionnaire de réseau de transport. V., C. énergie, article L. 341-2, 1°.

¹⁴⁵⁶ Pour 2022, 260 MW de batteries ont été certifiées pour participer à la réserve primaire pour une capacité globale de l'ordre de 500 MW.

¹⁴⁵⁷ Délibération de la CRE du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire et portant décision sur une demande de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N° 2020-072, 6 avril 2020.

¹⁴⁵⁸ Les caractéristiques principales de l'appel d'offres : produit dissymétrique d'une heure, granularité de 1 MW, offres symétriques possible, possibilité de former des enchères en bloc.

¹⁴⁵⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N°2022-188, 6 juillet 2022, point 1.2., p. 1.

¹⁴⁶⁰ *Ibid.*

¹⁴⁶¹ *Ibid.*, point 2.4., p. 4.

*place de la prescription actuelle complétée par des échanges de gré à gré*¹⁴⁶² ». Dans ce contexte, la CRE a décidé de faire application de la dérogation prévue à l'article 6, paragraphe 8, du règlement 2019/943, lui permettant de revenir à un système régulé pour la constitution des capacités d'équilibrage. Cette dérogation est autorisée jusqu'en 2025 et fera l'objet d'un réexamen.

790. Cette situation a des répercussions significatives sur le stockage d'électricité. Outre que le rétablissement d'un modèle régulé figure à l'opposé des objectifs poursuivis par la Commission européenne, le modèle de marché aurait pu stimuler la concurrence et encourager de nouveaux investissements, notamment en raison des règles de marché favorables aux actifs de stockage¹⁴⁶³. L'absence de visibilité sur les prix et les revenus est manifestement susceptible de dissuader les acteurs du marché à investir dans de tels actifs qui nécessitent, rappelons-le, des investissements conséquents.

iii) Les difficultés communes

791. En complément des difficultés mentionnées précédemment, la participation expérimentale prolongée à la réserve primaire et à la réserve secondaire, aussi louable qu'elle soit, est susceptible d'être à l'origine d'une intégration chronophage du stockage d'électricité aux services système fréquence.

792. Malgré des évolutions positives à l'égard du stockage d'électricité, RTE maintient la participation des opérateurs de stockage dans un cadre expérimental, que ce soit individuellement ou en agrégation. Cette phase expérimentale perdure depuis de nombreuses années¹⁴⁶⁴. En ce qui concerne la réserve primaire, les sites autonomes connectés aux réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que les sites de stockage agrégés connectés aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, sont en phase expérimentale depuis le 1^{er} janvier 2016. Pour ce qui est de la réserve secondaire, les sites de stockage autonomes raccordés au réseau public de transport d'électricité sont en phase expérimentale depuis le 1^{er} juillet 2014. Les sites de stockage individuels connectés aux réseaux publics de distribution

¹⁴⁶² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire et portant décision sur une demande de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N°2020-072, 6 avril 2020, point 3.2.2., p. 5.

¹⁴⁶³ *Ibid.*, point 3.2.3., p. 6.

¹⁴⁶⁴ V., en ce sens, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, 2016, p. 33. S'agissant de la réserve primaire : site de stockage seul raccordé au réseau public de distribution (expérimentation depuis le 1^{er} janvier 2016) ; site de stockage avec agrégation raccordé aux réseaux publics de transport/distribution (expérimentation depuis le 1^{er} janvier 2016). S'agissant de la réserve secondaire : site de stockage seul raccordé au réseau public de transport (expérimentation depuis le 1^{er} juillet 2014) ; site de stockage seul raccordé au réseau public de distribution (expérimentation depuis le 1^{er} janvier 2016) ; site de stockage avec agrégation raccordé aux réseaux publics de transport/distribution (expérimentation depuis le 1^{er} janvier 2016).

d'électricité, ainsi que les sites de stockage agrégés connectés aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, le sont depuis le 1^{er} janvier 2016.

793. Dans sa feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, publiée en juin 2016, RTE avait pourtant indiqué la fin de la phase expérimentale au premier trimestre 2019 pour les capacités agrégées¹⁴⁶⁵. Si cette expérimentation chronique peut s'expliquer par l'absence de retour d'expériences¹⁴⁶⁶ et par l'hétérogénéité des portefeuilles de capacités agrégés¹⁴⁶⁷, elle est également due à un processus de déclinaison de long terme¹⁴⁶⁸. S'il est vrai que les expérimentations restent nécessaires pour garantir le meilleur déploiement des solutions innovantes ainsi que la sécurité, la sûreté et la qualité de fonctionnement des réseaux¹⁴⁶⁹, en revanche, la prolongation indéterminée de celles-ci ne permet pas d'atteindre les objectifs d'intégration du marché intérieur de l'électricité et de donner les bons signaux aux acteurs de marché pour investir dans de nouvelles capacités de stockage d'électricité.

b) Le mécanisme d'ajustement

794. Pendant de nombreuses années, les opérateurs de stockage d'électricité n'ont pas eu la possibilité de participer au mécanisme d'ajustement. Initialement, ce mécanisme, instauré 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'énergie¹⁴⁷⁰, était principalement conçu pour les producteurs d'électricité. Comme cela a été souligné dans les travaux préparatoires de la loi du 3 janvier 2003, l'objectif du mécanisme vise ainsi à obliger « *l'ensemble des producteurs installés sur le territoire à contribuer à l'équilibre du système électrique*¹⁴⁷¹ ». Ces producteurs sont, à ce propos, « *tenus de mettre à la disposition permanente*¹⁴⁷² » de RTE, dans le cadre de leurs offres sur le

¹⁴⁶⁵ V., en ce sens, « Évolution de la constitution des périmètres et des offres (agrégats et dynamique de constitution des agrégats) », *Calendrier de déclinaison au niveau national*, in Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, 2016, *op. cit.*, Annexe 1, pp. 139-141.

¹⁴⁶⁶ Sites de stockage raccordés au RPD, sites de stockage stationnaires à la réserve secondaire (V., en ce sens, Évolution des règles relatives aux Services Système fréquence, RTE, Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des Règles SSyf, Juillet 2022, *op. cit.*, p. 39), agrégation injection-soutirage dont stockage (V., en ce sens, Rapport de consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence, RTE, Document d'accompagnement, 2020, *op. cit.*, point 7.4., p. 33).

¹⁴⁶⁷ Multisites d'injection agrégés à des sites de stockage, multisites de soutirage agrégés avec des sites de stockage ou combinaison des deux configurations précédentes.

¹⁴⁶⁸ V., en ce sens, Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, 2016, *op. cit.*, point 4.3., p. 50.

¹⁴⁶⁹ V., en ce sens, Rapport de consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence, RTE, Document d'accompagnement, 2020, *op. cit.*, point 7.1.1., p. 28.

¹⁴⁷⁰ *JORF*, du 4 janvier 2003.

¹⁴⁷¹ Rapport fait au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après déclaration d'urgence, relatif au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, Sénat, 30 juin 2004, n° 386, p. 46.

¹⁴⁷² *Ibid.*

mécanisme d'ajustement, « *la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport*¹⁴⁷³ ».

795. À la suite de la consultation sur le stockage d'électricité lancée en janvier 2019, la CRE a publié un document de réflexion et de propositions le 5 septembre 2019¹⁴⁷⁴, dans lequel elle encourage RTE à réviser les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (dites « MA-RE ») afin d'intégrer le stockage d'électricité. Cette demande découle du constat que, au moment de la publication du document, les installations de stockage autonomes n'étaient pas soumises aux règles MA-RE en vigueur¹⁴⁷⁵. À ce moment-là, seules les stations de transfert d'énergie par pompage bénéficiaient d'un cadre réglementaire et contractuel approprié¹⁴⁷⁶. Il est pertinent de noter que la requête de la CRE a été formulée quelques mois après la publication du règlement 2019/943, qui exige que les marchés d'équilibrage soient conçus de manière à « *garantir un accès non discriminatoire de tous les acteurs du marché [...] y compris pour [...] le stockage d'énergie*¹⁴⁷⁷ ».

796. Faisant suite à la demande de la CRE, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité a formulé, au début de l'année 2020, des propositions d'amendements en ce sens. Les règles MA-RE révisées ont été approuvées par la CRE à l'issue de sa délibération du 30 avril 2020 portant sur l'approbation des règles concernant la programmation, le mécanisme d'ajustement, et le dispositif de responsable d'équilibre¹⁴⁷⁸.

797. Depuis 2020, les règles MA-RE incluent le stockage d'électricité¹⁴⁷⁹. Désormais, les installations de stockage ont la possibilité d'appartenir à une entité d'ajustement¹⁴⁸⁰, un critère essentiel pour leur participation au mécanisme d'ajustement. L'apport substantiel réside

¹⁴⁷³ *Ibid.*

¹⁴⁷⁴ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, 11 septembre 2019, 35 p.

¹⁴⁷⁵ *Ibid.*, point 2.3.2., p. 18.

¹⁴⁷⁶ Une STEP est rattachée à une entité d'ajustement en « injection » pour l'électricité injectée sur le réseau. Une STEP est rattachée à une entité d'ajustement en « soutirage » pour l'électricité soutirée depuis le réseau. V., en ce sens, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, Section 1, RTE, Version du 1^{er} septembre 2021, 232 p., point 4.2.4.2.1., p. 82.

¹⁴⁷⁷ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 1, point c).

¹⁴⁷⁸ Délibération de la CRE du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2020-084, 5 mai 2020.

¹⁴⁷⁹ Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, *op. cit.*, p. 33.

¹⁴⁸⁰ Une entité d'ajustement est un site apte à répondre à une demande de RTE visant à injecter ou à soutirer sur le réseau une quantité d'électricité donnée pendant une période donnée. V., en ce sens, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, *op. cit.*, p. 13.

principalement dans le processus d'intégration élaboré par RTE pour progressivement intégrer le stockage d'électricité au mécanisme d'ajustement. Ce processus est détaillé dans le rapport d'accompagnement du projet de révision des règles MA-RE de 2020¹⁴⁸¹ et se déroule en trois étapes, chacune méritant une précision quant à sa mise en œuvre.

La première étape, qui s'est déroulée du 1^{er} juin 2020 au 31 décembre 2021, a officiellement ouvert la participation du stockage au mécanisme d'ajustement. Elle n'a eu que très peu d'effet puisque seul un mode d'ajustement pouvait être valorisé par l'installation (injection ou soutirage), ce qui a suscité des critiques de la part des parties prenantes¹⁴⁸².

La deuxième étape, qui a débuté le 1^{er} janvier 2022, vise à valoriser pleinement le stockage d'électricité, permettant à ces installations d'offrir, pour une même offre d'ajustement, des injections et des soutirages¹⁴⁸³. Malgré cette avancée significative, une pierre d'achoppement subsiste : l'agrégation des sites de stockage est restreinte aux unités de stockage appartenant à une même installation¹⁴⁸⁴, ce qui suscite des critiques de la part des parties prenantes, lesquelles hésitent à participer au mécanisme d'ajustement en raison de cette limitation¹⁴⁸⁵.

La troisième étape, dont la date n'est pas encore fixée, vise à supprimer cette restriction, permettant au stockage d'électricité de s'agréger avec une installation de production d'électricité, même si elles sont éloignées géographiquement et pilotées par un agrégateur, afin de proposer des offres d'ajustement pour la réserve tertiaire. À ce jour, RTE n'autorise pas l'agrégation des capacités (à quelques exceptions près) en raison des risques de congestion sur les réseaux.

798. D'autres difficultés sont à relever.

799. Aujourd'hui, les règles MA-RE ne prennent pas en compte le stockage non stationnaire en raison de limites liées au périmètre d'équilibre. Cependant, il est important de noter que le règlement 2019/943 et le règlement 2017/2195 autorisent la participation des installations de stockage non stationnaires aux marchés d'équilibrage¹⁴⁸⁶. Dans ce contexte, la

¹⁴⁸¹ Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des règles MA-RE, RTE, 2020, 63 p.

¹⁴⁸² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2020-084, 5 mai 2020, point 2.1.2., p. 3.

¹⁴⁸³ V., aussi, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} juillet 2021 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2021-216, 12 juillet 2021, point 2.1., p. 2.

¹⁴⁸⁴ Autrement dit, une installation de stockage ne peut pas s'agréger avec une installation de production d'électricité ou de stockage si elles ne sont pas raccordées entre elles.

¹⁴⁸⁵ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2020-084, 5 mai 2020, point 2.1.2., p. 3.

¹⁴⁸⁶ V., en ce sens, Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 1 et Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, article 18, paragraphe 4.

CRE a demandé à RTE d'examiner la possibilité d'intégrer le stockage non stationnaire dans le mécanisme d'ajustement¹⁴⁸⁷.

800. Les exigences de participation, en particulier en ce qui concerne la puissance, peuvent restreindre la capacité du stockage à prendre part au mécanisme d'ajustement. Il faut savoir que le mécanisme d'ajustement requiert une puissance et une durée d'activation plus élevées que celles nécessaires pour la réserve secondaire, et encore plus pour la réserve primaire. Pour être éligibles à ce mécanisme, les acteurs doivent généralement soumettre des offres avec une puissance minimale d'environ 10 MW, avec une période d'engagement s'étalant de quinze minutes à deux heures¹⁴⁸⁸. Ces exigences peuvent sembler excessives pour certaines installations de stockage, notamment les batteries et les volants d'inertie, qui ont des capacités limitées. Dans ce contexte, la CRE a sollicité RTE pour assouplir ces conditions¹⁴⁸⁹. À ce jour, RTE a introduit des modifications pour permettre le dépôt d'offres de puissance inférieure à 10 MW, créant ainsi un régime dérogatoire et expérimental appelé « petites entités d'ajustement », facilitant la participation des opérateurs de stockage au mécanisme d'ajustement¹⁴⁹⁰. RTE invite enfin les opérateurs de stockage qui ne peuvent pas activer une telle puissance sur le mécanisme d'ajustement à soumettre leurs offres d'ajustement sur la plateforme européenne *Trans European Replacement Reserves Exchange* (« TERRE ») qui est plus adaptée aux installations de stockage¹⁴⁹¹.

2. Les solutions envisageables

801. Il est évident que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité se trouve dans l'obligation de revisiter les règles régissant la participation aux marchés d'équilibrage. Cette nécessité découle clairement du cadre juridique actuel de l'Union européenne, qui impose aux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité de mettre en place des solutions durables pour garantir la participation de diverses technologies de flexibilité aux marchés d'équilibrage. Le règlement 2019/943 ne laisse pas de marge de manœuvre en tant que telle, tant le texte est clair sur ce point. L'article 6, paragraphe 1, du règlement 2019/943, précise en effet que les marchés d'équilibrage doivent être organisés de manière à « *assurer une non-discrimination*

¹⁴⁸⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2020-084, 5 mai 2020, point 2.1.3., p. 4.

¹⁴⁸⁸ V., en ce sens, Services système et mécanisme d'ajustement, Figure n°2, CRE, 11 décembre 2019.

¹⁴⁸⁹ V., en ce sens, Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2018-159, 13 juillet 2018, point 3.1., pp. 6-7.

¹⁴⁹⁰ V., en ce sens, Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, *op. cit.*, point 4.3.1.3.5.1.2.1., p. 102.

¹⁴⁹¹ V., en ce sens, Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre - Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des règles MA-RE, RTE, 2020, *op. cit.*, point 2.2.5.2, p. 17.

*effective entre les acteurs du marché, compte tenu des besoins techniques différents du système électrique et des capacités techniques différentes des sources de production d'électricité, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande*¹⁴⁹² » et à « *respecter la nécessité de s'adapter [...] à l'arrivée de nouvelles technologies.*¹⁴⁹³ ». Comme il a été vu précédemment, ce travail a été engagé de longue date par RTE qui cherche constamment à faire évoluer et pérenniser la participation du stockage d'électricité aux marchés d'équilibrage. Ce travail d'orfèvre devrait non seulement se poursuivre, mais également s'intensifier dans la mesure du possible.

802. Cela nous conduit à proposer des mesures pour faciliter et optimiser la participation des opérateurs de stockage aux marchés d'équilibrage, en mettant particulièrement l'accent sur les services système fréquence.

803. La première mesure pourrait consister à établir un calendrier précis des étapes d'intégration du stockage d'électricité à la réserve primaire et à la réserve secondaire, afin de lever toute incertitude pour les opérateurs de stockage. Cette démarche pourrait s'accompagner d'engagements clairs de la part de RTE, tout en veillant à ne pas entraver la gestion des réseaux. Dans cette optique, RTE pourrait se voir accorder une certaine souplesse dans le respect du calendrier et de la mise en œuvre des évolutions, sous réserve que cette flexibilité fasse l'objet d'un contrôle de la part de la CRE et soit publiée sur le site internet de RTE.

804. La deuxième mesure consisterait à poursuivre les discussions au sein du groupe de travail entre RTE et les parties prenantes concernant le stockage d'électricité. Il est sans conteste que le partage d'information est essentiel à la bonne compréhension des enjeux et des contraintes techniques et juridiques. À cet effet, il pourrait être l'occasion de progresser sur certaines questions. Par exemple, il pourrait être envisagé de réduire le seuil de certification des entités de réserve dites « diffuses » pour encourager la participation des véhicules électriques aux marchés d'équilibrage¹⁴⁹⁴. De plus, de nouveaux services pour le réseau pourraient être développés, tels que la réserve « ultra-rapide¹⁴⁹⁵ » ou la rémunération du réglage de fréquence

¹⁴⁹² Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 6, paragraphe 1, a).

¹⁴⁹³ *Ibid.*, article 6, paragraphe 1, d).

¹⁴⁹⁴ Passer d'un seuil de ≥ 1 MW à $\geq 0,1$ MW. V., en ce sens, Réponse d'EDF, *Document de réponse à la consultation*, in Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2020 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2020-185, 23 juillet 2020, Annexe. V., en ce sens, MAÎTRE (Q.), ISSARD (S.), « Note de position sur le Smart charging et le V2X », in *Le stockage d'électricité, une filière qui a trouvé sa place dans la transition énergétique*, ATEE, Colloque, 24 novembre 2020, p. 8.

¹⁴⁹⁵ V., en ce sens, « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, point 2.3.3, p. 18 ; Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 2022, *op. cit.*, Chapitre 7, point 7.1.3.1., pp. 292-293.

pendant les heures « rondes¹⁴⁹⁶ » (*i.e.* entre 20h et minuit), si cela présente un intérêt pour le système électrique.

¹⁴⁹⁶ V., en ce sens, ORIOL (L.), DENIZE (B.), « Modalités de mise en œuvre du stockage d'électricité par les gestionnaires de réseaux : Le point de vue de RTE », in *Le stockage d'électricité, une filière qui a trouvé sa place dans la transition énergétique*, ATEE, Colloque, 24 novembre 2020.

SECTION 3. – L'INTÉGRATION DU STOCKAGE AU MARCHÉ DE LA CAPACITÉ

805. Dans le but d'assurer la sécurité de son approvisionnement énergétique, la France a principalement axé sa stratégie sur l'électricité. À partir des années 1970, la tendance à substituer le gaz par l'électricité s'est intensifiée, en particulier dans le secteur résidentiel. Entre 1974 et 1985, la consommation d'électricité des ménages français a connu une croissance annuelle de plus de 8%, principalement en raison de l'expansion du chauffage électrique¹⁴⁹⁷. Cependant, à la fin des années 1990, la demande de pointe en électricité a augmenté plus rapidement que la consommation moyenne, mettant en évidence un problème majeur : le sous-investissement dans les capacités de production de pointe nécessaires pour couvrir les « pics de consommation » en hiver¹⁴⁹⁸. Bien que la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ait accordé à l'État de nouveaux moyens pour développer la production électrique¹⁴⁹⁹, les défis se sont avérés plus importants que prévu¹⁵⁰⁰.

806. Ces difficultés découlent du modèle d'organisation du marché de l'électricité, communément appelé « energy-only »¹⁵⁰¹. Dans ce modèle, les producteurs d'électricité sont rémunérés en fonction de l'électricité qu'ils vendent sur le marché¹⁵⁰². Le choix rationnel consiste à ce que la formation du prix auquel s'échange l'électricité fournie par toutes les unités de production se fait au prix offert par l'exploitant de la dernière unité nécessaire pour satisfaire la demande. Ainsi, les moyens de production sont appelés selon un ordre de préséance économique (« ordre de mérite » ou en anglais *merit order*). Il s'agit là d'un classement, en ordre croissant, des moyens de production selon leur coût marginal de production. Les centrales aux coûts marginaux les plus faibles sont ainsi appelées en premier pour satisfaire la demande¹⁵⁰³. Celles qui présentent un coût marginal inférieur au prix de marché perçoivent, à cette occasion, une rente inframarginale, qui est égale à la différence entre le prix de marché et

¹⁴⁹⁷ V., en ce sens, Les dépenses des Français en électricité depuis 1960, INSEE, N°1746, Avril 2019, p. 1.

¹⁴⁹⁸ Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I.

¹⁴⁹⁹ V., en ce sens, Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, article 8.

¹⁵⁰⁰ Projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, 9 décembre 1998, n° 1253, p. 27.

¹⁵⁰¹ V., en ce sens, Rapport au Parlement sur la Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, Période 2009-2020, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 29 janvier 2002, 80 p. 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, 25 juin 2009, 132 p., III.2.5., p. 62.

¹⁵⁰² GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, pp. 330-331.

¹⁵⁰³ Il s'agit des éoliennes, des panneaux photovoltaïques et solaires, des centrales hydroélectriques et des centrales nucléaires.

le coût variable de la centrale¹⁵⁰⁴. Cette rente permet aux exploitants de couvrir leurs coûts variables et fixes. Le problème se pose pour la centrale appelée en dernier qui est susceptible de ne pas couvrir ses coûts fixes¹⁵⁰⁵.

807. Afin de remédier à cette imperfection de marché, qui nuit à la sécurité d’approvisionnement, un groupe de travail, coprésidé par Serge Poignant et Bruno Sido, a proposé la création d’un mécanisme de capacité, idée reprise depuis lors par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l’électricité.

808. Instauré en 2017, le mécanisme de capacité français a pour objectif d’assurer la sécurité d’approvisionnement du système électrique en valorisant économiquement la disponibilité des moyens de production ou d’effacement pendant les heures de tension. Ce mécanisme repose sur deux piliers : d’un côté, les fournisseurs doivent disposer de garanties de capacité directes ou indirectes de production ou d’effacement calculées en fonction de la consommation de leurs clients en période de pointe et, de l’autre, les exploitants de garanties, qui cèdent leurs garanties de capacité aux fournisseurs, doivent garantir de la disponibilité de ces dernières en période de pointe.

¹⁵⁰⁴ Le fonctionnement des marchés de gros de l’électricité et du gaz naturel, CRE, Rapport 2021, *op. cit.*, p. 17.

¹⁵⁰⁵ En théorie, le prix de marché, pendant les périodes d’extrême pointe, doit permettre de rémunérer, ponctuellement certes, les coûts fixes des centrales marginales sur un nombre d’heure limité. On parle ainsi d’une rente de rareté¹⁵⁰⁵ (GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L’Europe de l’électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, 2011, *op. cit.*, pp. 327-328). Dans ce cas, les exploitants de centrales de pointe et d’extrême pointe ont un intérêt économique à maintenir le fonctionnement de leur moyen de production et à participer au marché. Le marché marginaliste qui, pour Marcel Boiteux, « n’a rien de paradoxal, ni de monstrueux », n’a pas totalement rempli son rôle (BOITEUX (M.), « La vente au coût marginal », *Bulletin ASE*, pages de l’UCS, t. 47, n°24, 1956, p. 1107). Plusieurs raisons peuvent expliquer ce phénomène. Tout d’abord, la mise en place de plafonds de prix sur le marché de gros limite la rémunération des exploitants des centrales de pointe qui se rémunèrent lorsque le prix de l’électricité est élevé. La couverture des coûts complets, générée par la rente de rareté, n’est donc pas assurée (V., en ce sens, Décision de l’ACER du 14 novembre 2017 concernant les prix maximum et minimum harmonisés du couplage unique journalier prise en application de l’article 41(1) du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l’allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ; Avis de l’Autorité de la concurrence n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l’instauration d’un mécanisme de capacité dans le secteur de l’électricité, point 54, p. 7 ; Analyse d’impact du mécanisme de capacité, Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité, RTE, Janvier 2018, 96 p., point 3.3.2., pp. 60-61). Les revenus sont d’autant plus incertains, les situations de pointes étant par nature rares et difficilement prévisibles. Pour les exploitants rationnels, le maintien en fonctionnement des moyens de pointe apparaît *de facto* trop risqué, tout comme pour les investisseurs avisés qui souhaitent développer de nouvelles capacités de pointe (turbines à combustion, stockage, etc.). Cette imperfection du marché, soulevée par Stoft, est plus connue sous la terminologie de *missing money* (STOFT (S.), “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”, IEEE Press & Wiley- Interscience, John Wiley & Sons, Inc., New York). Elle peut s’intensifier avec le développement des installations de production d’électricité renouvelables qui bénéficient d’un mécanisme de soutien. L’injection à coût marginal nul d’électricité renouvelable conduit effectivement à déplacer la production de base conventionnelle et à faire baisser le prix de marché, réduisant les rentes infra-marginales qui permettent de recouvrer les coûts fixes des centrales.

809. Initialement axé sur les centrales électriques traditionnelles et les dispositifs d’effacement, le mécanisme de capacité a rapidement élargi son champ d’application pour inclure des technologies de stockage, telles que les batteries et les stations de transfert d’énergie par pompage. En plus des revenus liés à la vente d’électricité, qui sont intrinsèquement volatils, le mécanisme de capacité offre dorénavant aux opérateurs de stockage la possibilité de générer des revenus « capacitaires », plus stables. En 2023, les STEP et les batteries représentaient ainsi 5% du volume de capacité certifié par RTE¹⁵⁰⁶. En Italie, ce taux représente même 30% de la capacité totale pour l’année 2024¹⁵⁰⁷. Cette situation résulte d’un cadre normatif propice à la participation du stockage d’électricité, qui s’apprécie tant en droit français (§1) qu’en droit communautaire (§2).

¹⁵⁰⁶ Registre des capacités certifiées, RTE, site internet [<https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/registre-des-capacites-certifiees.html>].

¹⁵⁰⁷ Reform of Electricity Market Design, European Commission, 14 March 2023, SWD(2023) 58 final, p. 71.

§1. – Le cadre normatif français

810. Les règles du mécanisme de capacité sont globalement adaptées pour intégrer le stockage d'électricité, malgré quelques écueils à surmonter. Il s'agit, en premier lieu, de s'intéresser à la participation du stockage d'électricité au mécanisme de capacité (A), puis en second lieu aux appels d'offres long terme (B).

A. La participation du stockage au mécanisme de capacité

811. Dès l'origine, les autorités françaises ont eu l'intention d'inclure le stockage d'électricité dans le mécanisme de capacité, comme le confirme l'examen des travaux parlementaires relatifs au projet de loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité¹⁵⁰⁸. Lors de la discussion en séance publique, Valérie Létard, alors secrétaire d'État auprès du ministre chargé de l'énergie, précisait que « *les capacités de stockage d'électricité pourront être certifiées comme des capacités d'injection d'électricité sur le réseau*¹⁵⁰⁹ ». La secrétaire d'État ajoutait que « *l'article 2 du projet de loi prévoyant la mise en place d'un marché de capacité donnera au stockage la possibilité de trouver son modèle économique par la vente de capacité de production*¹⁵¹⁰ ». L'objectif du Gouvernement était clairement d'éviter tout verrouillage technologique.

812. Pourtant, il est troublant de remarquer que les dispositions législatives et réglementaires en vigueur ne faisaient pas mention du stockage d'électricité. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 et ses textes d'application¹⁵¹¹ se limitent exclusivement aux « *capacités de production*¹⁵¹² » et aux « *capacités d'effacement*¹⁵¹³ ». De plus, dans sa décision relative au mécanisme de capacité français, la Commission européenne n'a, à aucun moment, mentionné l'implication du stockage dans ce mécanisme, contrairement à sa décision relative au mécanisme britannique¹⁵¹⁴. Bien que la Commission ait pu relever que le mécanisme français

¹⁵⁰⁸ Même s'il s'agit de travaux parlementaires, dépourvus de valeur juridique, les juridictions se fondent régulièrement sur ces derniers (V., pour la juridiction administrative, CE, 26 juillet 1982, n° 33337, *Ministre de l'environnement et du cadre de vie* ; CE, 29 décembre 2021, n° 437594, *Société Joul* ; CE, 6 novembre 2019, n° 431902, *UFC - Que choisir et CLCV*).

¹⁵⁰⁹ Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Séance du 29 septembre 2010, p. 7063.

¹⁵¹⁰ *Ibid.*, p. 7044.

¹⁵¹¹ V., en ce sens, Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité (*JORF*, n°0294 du 18 décembre 2012).

¹⁵¹² Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, article 6, I et II.

¹⁵¹³ *Ibid.*, article 6, I.

¹⁵¹⁴ Faut-il observer que les opérateurs de stockage sont dissociés des producteurs d'électricité et des opérateurs réalisant des effacements. V., en ce sens, Décision de la Commission du 23 juillet 2014 concernant le régime d'aide SA.35980, C(2014) 5083 final.

favorise « l'émergence de capacités flexibles¹⁵¹⁵ », elle se limite à évoquer les « effacements¹⁵¹⁶ » et ne fait pas référence au stockage d'électricité.

813. En 2016, la situation s'est progressivement améliorée. L'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité¹⁵¹⁷ est intervenu pour préciser les différentes filières de production, parmi lesquelles on retrouve le « pompage hydraulique¹⁵¹⁸ ». Même si les batteries pouvaient, dans les faits, se certifier, elles ne bénéficiaient pas de modalités de certification et de modalités de contrôle spécifiques¹⁵¹⁹. L'arrêté du 21 décembre 2018 définissant les règles du mécanisme de capacité¹⁵²⁰ remédie à cette situation en introduisant les batteries dans les filières de production¹⁵²¹. Bien que l'on ne retrouve nulle trace d'une quelconque mention de la notion de « stockage », ces deux évolutions ont à l'évidence participé à renforcer la sécurité juridique des projets et la transparence des règles de fonctionnement dudit mécanisme.

814. S'il est fait abstraction des dispositions légales et réglementaires, l'étude des règles contractuelles démontre que le mécanisme de capacité est exempt de toute difficulté technique et fonctionnelle. Les opérateurs de stockage d'électricité sont en effet traités sur un pied d'égalité avec les autres acteurs du marché, à savoir les producteurs d'électricité et les opérateurs d'effacement. Ainsi, un kilowatt de puissance garantie issue d'une centrale nucléaire a autant de valeur pour la sécurité d'approvisionnement qu'un kilowatt de puissance garantie issue d'une installation de stockage par batterie. D'ordinaire, la principale difficulté pour les dispositifs de stockage d'électricité (hors STEP) résulte des exigences attendues en matière de capacités (puissance installée). Les règles de participation du mécanisme de capacité permettent aux acteurs de s'agréger pour atteindre le seuil de participation au mécanisme de capacité (0,1 MW), limitant de fait tout frein à la participation des petits exploitants de stockage. Notons qu'en 2023, les STEP et les batteries ont représenté 5% du volume de capacité certifiée par RTE¹⁵²², ce qui est non négligeable.

815. Pourtant, des améliorations pourraient être apportées sur plusieurs points.

¹⁵¹⁵ Décision de la Commission du 13 novembre 2015 concernant le régime d'aide SA.39621, C(2015) 7805 final, point 9.

¹⁵¹⁶ *Ibid.*

¹⁵¹⁷ Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie (*JORF*, n°0278 du 30 novembre 2016).

¹⁵¹⁸ Règles du mécanisme de capacité, RTE, Version novembre 2016, point 7.1.7.5, p. 92.

¹⁵¹⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 décembre 2018 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité, N°2018-284, 21 décembre 2018, point 2.3., p. 4.

¹⁵²⁰ 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 (*JORF*, n°0300 du 28 décembre 2018).

¹⁵²¹ Règles du mécanisme de capacité, RTE, Version décembre 2018, point 7.1.2.5., p. 76.

¹⁵²² Registre des capacités certifiées, RTE, site internet [<https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/registre-des-capacites-certifiees.html>].

816. Tout d'abord, il ne paraît plus justifié de limiter les dispositions législatives et réglementaires aux capacités de production et d'effacement. À l'origine, les parlementaires auraient pu prévoir une troisième catégorie d'exploitant, mais il leur a semblé plus pertinent d'assimiler les capacités de stockage aux capacités de production¹⁵²³.

Cependant, deux limites peuvent être dressées.

D'une part, le cadre juridique national a évolué. Depuis 2021, l'article L. 111-1 du code de l'énergie distingue formellement la production du stockage d'électricité.

D'autre part, l'assimilation du stockage à la production conduit à transposer des dispositions inapplicables au stockage d'électricité. Ainsi, les règles dans leur version issue de l'arrêté du 21 décembre 2021¹⁵²⁴ définissent la notion de « groupe de production », qui se réfère à la notion de « capacités de production », comme une « *association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire ...) en énergie électrique.*¹⁵²⁵ ». Manifestement, cette définition est, par une lecture stricte, inapplicable au stockage d'électricité. En effet, si l'on se réfère à la définition de l'énergie primaire donnée par l'INSEE¹⁵²⁶, on comprend que l'énergie primaire exclut toutes formes d'énergie transformées (électricité, énergie chimique, électrochimique, etc.). Or, il faut se souvenir que les batteries ou encore les piles à hydrogène, en particulier, transforment de l'énergie électrochimique (ou chimique pour l'hydrogène) en énergie électrique.

Dans ces conditions, il serait plus judicieux de distinguer, aussi bien dans les dispositions législatives, réglementaires et contractuelles, les « capacités de stockage » des « capacités de production » et des « capacités d'effacement ». Une telle mesure aurait des effets notables, puisqu'elle exigerait de modifier les dispositions législatives et de trouver un futur véhicule législatif dont le champ permettra de l'accueillir. Une solution moins rigide consisterait donc à modifier la définition du « groupe de production » pour y intégrer le stockage d'électricité et y renseigner une définition adéquate. Cette solution, qui a davantage de chance d'aboutir, ne nécessiterait pas la modification des règles par arrêté¹⁵²⁷ et aurait l'avantage d'être rapidement mise en œuvre, avant une éventuelle évolution législative.

817. Ensuite, il n'est plus justifié d'exclure certaines technologies de stockage d'électricité des règles du mécanisme de capacité. Rappelons qu'aux termes des dispositions de l'article R. 335-2 du code de l'énergie, les règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie doivent être « *transparentes et non*

¹⁵²³ Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Séance du 29 septembre 2010, p. 7063.

¹⁵²⁴ Arrêté du 21 décembre 2021 modifiant les règles du mécanisme de capacité et pris en application des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie (*JORF*, n°0301 du 28 décembre 2021).

¹⁵²⁵ Règles du mécanisme de capacité, RTE, Version décembre 2021, p. 12.

¹⁵²⁶ « *ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés* ». V., « Energie primaire », *Définitions*, INSEE, Site internet, 13 octobre 2016.

¹⁵²⁷ V., en ce sens, C. énergie, article R. 335-2, deuxième alinéa.

*discriminatoires*¹⁵²⁸ ». Ces dispositions, interprétées à la lumière des travaux parlementaires du projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité¹⁵²⁹, doivent être entendues comme signifiant que les règles de participation n'excluent aucune capacité susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Pourtant, à la lecture des règles en vigueur, l'on peut constater que seules les technologies de stockage par pompage-turbinage et batterie sont visées. Le champ d'application du mécanisme de capacité se limite en conséquence à ces seules technologies de stockage. Bien qu'il faille sans doute nuancer cette limite, en raison d'un degré de maturité technologique encore faible pour certaines filières¹⁵³⁰, les règles de participation au mécanisme de capacité demeurent discriminatoires.

Dans ces conditions, il pourrait alors être envisagé d'ajouter aux règles, et ce, au fur et à mesure, les technologies de stockage d'électricité qui se situent à des stades de maturité technologique suffisamment avancés pour participer au mécanisme de capacité.

B. La participation du stockage aux appels d'offres long terme

818. Dans le cadre du processus d'approbation du mécanisme de capacité, les autorités françaises se sont engagées auprès de la Commission européenne à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle pour favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement. Pour la Commission, le défaut de signaux de prix à long terme ne suffisait pas à démontrer le caractère incitatif du mécanisme pour encourager les investissements dans de nouveaux moyens de production d'électricité¹⁵³¹.

819. L'engagement des autorités françaises est désormais inscrit aux articles R. 335-71 et suivants du code de l'énergie. Ces dispositions, créées par le décret n°2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité¹⁵³², complètent le mécanisme de capacité en instaurant un dispositif de contractualisation pluriannuel qui prend la forme d'un appel d'offres long terme (dit « AOLT »). Les modalités opérationnelles de ce dispositif ont par la suite été définies dans les règles du mécanisme de capacité¹⁵³³.

820. L'objectif de ce dispositif *ad hoc* est de garantir aux exploitants un revenu capacitaire prévisible et stable pendant sept ans. Comme le rappelle la Cour des comptes dans

¹⁵²⁸ C. énergie, article R. 335-2, premier alinéa.

¹⁵²⁹ Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), Etude d'impact, Avril 2010 ; Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Séance du 29 septembre 2010, p. 7063.

¹⁵³⁰ On pense notamment à l'hydrogène pour une reconversion en électricité.

¹⁵³¹ Décision de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aide SA.39621, 2015/C, C(2016) 7086 final, points 71 et 127 ; Décision de la Commission du 13 novembre 2015, Décision de la Commission du 13 novembre 2015 concernant le régime d'aide SA.39621, C(2015) 7805 final, point 204.

¹⁵³² *JORF*, n° 0266 du 17 novembre 2018.

¹⁵³³ Règles du mécanisme de capacité en vigueur : Arrêté du 21 décembre 2021 modifiant les règles du mécanisme de capacité, pris en application des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie.

un rapport sur l'organisation des marchés de l'électricité publié en juillet 2022, la contractualisation de long terme est pleinement justifiée puisque la décision de construire de nouveau moyen de production dépend, à l'évidence, « *des perspectives de couverture des coûts complets de production, qui ne saurait s'apprécier sur une année*¹⁵³⁴ ».

821. Le besoin pour chaque appel d'offres est exprimé à partir d'une « courbe de demande administrée », qui reflète la valeur pour la collectivité apportée par de nouvelles capacités. Ce principe résulte des engagements des autorités françaises auprès de la Commission européenne dans la décision du 8 novembre 2016¹⁵³⁵. Ainsi, ce n'est que lorsqu'il constate un bénéfice pour la collectivité, que le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'AOLT¹⁵³⁶. Les appels d'offres sont organisés quatre ans en amont de chaque année de livraison.

822. L'AOLT est un appel d'offres destiné uniquement aux « *nouvelles capacités*¹⁵³⁷ » de production et d'effacement. Les installations ayant déjà signé une convention de raccordement sont par conséquent exclues¹⁵³⁸. L'installation qui s'est vu délivrer une nouvelle autorisation administrative d'exploiter du fait d'une augmentation d'au moins 20% de sa puissance installée ou d'une modification de sa source d'énergie primaire est éligible au dispositif¹⁵³⁹. Même si la participation à un appel d'offres long terme est subordonnée à l'obtention d'une autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie au titre de l'article L.311-1 du code de l'énergie¹⁵⁴⁰, cette difficulté peut être surmontée. Si on les assimile aux installations de production d'électricité, comme le prévoient les règles du mécanisme de capacité, les installations de stockage d'électricité seraient réputées autoriser dès lors que leur puissance installée serait inférieure aux seuils fixés par l'article R. 311-2 du code de l'énergie.

823. Les capacités sélectionnées bénéficient d'un contrat pour différence d'une durée de sept ans¹⁵⁴¹, ce qui assure aux bénéficiaires une rémunération stable. Chaque appel d'offres génère un prix garanti¹⁵⁴². Les candidats qui sont retenus sont ceux dont l'offre est inférieure à ce prix. Ainsi, RTE rémunère, depuis le fonds du dispositif, le lauréat à hauteur de la différence

¹⁵³⁴ L'organisation des marchés de l'électricité, Cour des comptes, Rapport public thématique, Evaluation de politique publique, 5 juillet 2022, 301 p., p. 120.

¹⁵³⁵ « *La courbe de demande sera élaborée annuellement par RTE et approuvée par la CRE, et devra refléter la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité. Il s'agit en effet de s'assurer que le mécanisme de contractualisation pluriannuelle aura effectivement un impact positif pour les consommateurs* ». V., Décision de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C, point 135.

¹⁵³⁶ C. énergie, article R. 335-71, premier alinéa.

¹⁵³⁷ C. énergie, article R. 335-71.

¹⁵³⁸ C. énergie, article R. 335-74, troisième alinéa.

¹⁵³⁹ C. énergie, article R. 335-74, quatrième alinéa.

¹⁵⁴⁰ V., par ex., Modèle de contrat AOLT 2020-2026, RTE, article 2.2.2.

¹⁵⁴¹ C. énergie, article R. 335-71, premier alinéa.

¹⁵⁴² Elle correspond au prix de la dernière offre sélectionnée.

entre le prix qu'il a obtenu à l'issue de l'appel d'offres et un prix de référence si cette valeur est positive. Lorsque cette valeur est négative, le lauréat verse la somme sur le fonds dédié.

824. Dans ces conditions, RTE a organisé à partir de 2019 quatre AOLT qui portent sur les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028 et 2023-2029. Le volume retenu s'est élevé à 377 MW, ce qui est comparable à la capacité d'un cycle combiné au gaz¹⁵⁴³.

825. Les AOLT ont essentiellement contribué à développer la filière du stockage d'électricité. Même si ces appels d'offres sont technologiquement neutres et ouverts à toutes les capacités nouvelles éligibles, la proportion des capacités de stockage au prorata du volume de capacité retenu est plus importante que les autres capacités. Les appels d'offres ont effectivement permis de sélectionner 253 MW de capacité de batteries stationnaires¹⁵⁴⁴. Ces dernières représentent à elles seules les deux tiers des capacités lauréates (59%¹⁵⁴⁵), les autres capacités sont réparties entre les effacements industriels et les effacements diffus. Pour ces opérateurs, le revenu capacitaire garanti sur sept ans permet d'assurer de la visibilité aux exploitants et un revenu généralement important (jusqu'à 29 000€/MW/an¹⁵⁴⁶).

826. La participation importante du stockage peut s'expliquer par deux séries de raisons.

827. Premièrement, certains exploitants de capacité préfèrent tirer avantage des autres soutiens publics et ne pas avoir recours au dispositif. Rappelons que ces derniers peuvent candidater au dispositif pluriannuel, à condition de renoncer au soutien public dont ils bénéficient au titre des articles L. 314-1 et suivants, L. 314-18 et suivants et L. 311-10 et suivants du code de l'énergie. Seulement, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables restent plus rémunérateurs pour les exploitants d'installations de production renouvelable. En effet, comme le fait observer RTE dans un rapport technique relatif aux AOLT de 2019¹⁵⁴⁷, les niveaux de rémunération capacitaire au titre des AOLT ne sont pas suffisamment rentables pour inciter les exploitants à renoncer aux dispositifs de soutien¹⁵⁴⁸. Pour que ces appels d'offres puissent être intéressants, les niveaux de rémunération « *devraient être très élevés*¹⁵⁴⁹ ». D'après RTE, cette raison « *tient au fait que la contribution des énergies renouvelables au système électrique porte davantage sur l'énergie produite que sur la disponibilité de cette*

¹⁵⁴³ Rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, RTE, Juin 2020, 20 p., p. 3.

¹⁵⁴⁴ *Ibid.*

¹⁵⁴⁵ *Ibid.*, p. 9.

¹⁵⁴⁶ 29 000€/MW/an pour les lauréats de l'AOLT 2021-2027 et 28 000€/MW/an pour les lauréats de l'AOLT 2022-2028. V., Rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, RTE, Juin 2020, *op. cit.*, p. 4.

¹⁵⁴⁷ Rapport accompagnant la saisine de RTE portant sur les courbes de demande administrée des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité (Diffusion CRE), 2019, 23 p.

¹⁵⁴⁸ *Ibid.*, point 2.2.2., p. 21.

¹⁵⁴⁹ *Ibid.*

capacité pendant les pics de consommation.¹⁵⁵⁰ » Pour les autres technologies, comme l'hydroélectricité, les niveaux de rémunération restent tout aussi insuffisants¹⁵⁵¹. D'autres considérations ont été observées. Par exemple, l'organisation d'un appel d'offres quatre ans en amont de chaque année de livraison peut être considérée comme un frein pour certains investissements qui nécessitent des délais plus longs de construction (*i.e.* centrales nucléaires¹⁵⁵², STEP).

828. Deuxièmement, le plafond d'émission au-dessus duquel les capacités de production ne peuvent pas présenter leur candidature au dispositif peut limiter le nombre de candidats admis à présenter une offre et favoriser le stockage d'électricité. Ce seuil est prévu à l'article R. 335-76 du code de l'énergie. L'arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel¹⁵⁵³ fixe la valeur limite à 200 grammes de dioxyde de carbone par kilowattheure d'électricité produite¹⁵⁵⁴. Les installations de stockage d'électricité stationnaires sont considérées comme conformes à cette valeur¹⁵⁵⁵.

829. Ces facteurs restreignent considérablement les capacités susceptibles de participer aux AOLT, puisque concrètement, seuls les effacements, les installations de stockage d'électricité et les installations renouvelables sans mécanisme de soutien public sont susceptibles d'y participer. Ils permettent donc de créer un environnement favorable à la participation du stockage d'électricité au mécanisme de capacité.

§2. – Le cadre normatif communautaire

830. L'absence d'un cadre légal concernant l'adéquation de la production dans le troisième « paquet » énergie, combinée au développement des mécanismes de capacité dans plusieurs États membres, a motivé la Commission européenne à proposer, dans le cadre du quatrième « paquet » énergie, un cadre juridique spécifique pour les mécanismes de capacité. Ce nouveau régime juridique, qui s'inscrit dans la suite des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020¹⁵⁵⁶ (ci-après « LDAEE »), a été intégré dans le règlement 2019/943.

¹⁵⁵⁰ *Ibid.*

¹⁵⁵¹ Le coût d'une nouvelle entrée (CoNE) pour les centrales hydrauliques au fil de l'eau est supérieur à 1000 k€/MW/an, contre à peine 130 k€/MW/an pour les batteries stationnaires.

¹⁵⁵² Rapport accompagnant la saisine de RTE portant sur les courbes de demande administrée des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité, *op. cit.*, point 2.2., p. 20.

¹⁵⁵³ *JORF*, n° 0287 du 11 décembre 2019.

¹⁵⁵⁴ Arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel, pris pour l'application de l'article R. 335-76 du code de l'énergie, article 1.

¹⁵⁵⁵ *Ibid.*, article 2.

¹⁵⁵⁶ *JOUE*, n° C 200, 28 juin 2014, p. 1–55.

831. Le législateur de l'Union a cherché à assurer une participation équitable du stockage d'électricité au mécanisme de capacité, aux côtés de la production d'électricité et la réponse à la demande. Ce principe découle des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (« LDAEE »), qui exigent que les aides destinées à garantir l'adéquation des capacités de production soient « *ouvertes et [puissent] fournir des incitations adéquates aussi bien aux producteurs existants qu'aux producteurs futurs, ainsi qu'aux opérateurs utilisant des technologies substituables, telles que des solutions d'adaptation de la demande ou de stockage.*¹⁵⁵⁷ ». Ainsi, l'article 22 du règlement 2019/943 prévoit que la participation au mécanisme est accessible « *à toutes les ressources qui sont en mesure de fournir les performances techniques nécessaires, y compris le stockage d'énergie et la participation active de la demande*¹⁵⁵⁸ ». Ces dispositions renvoient directement à certains principes fondamentaux du marché intérieur de l'électricité posés à l'article 3, points g) et j), du présent règlement, qui imposent aux États membres de s'assurer que les règles de marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur du stockage d'électricité et garantissent que la production, le stockage d'électricité et la participation active de la demande participent au marché sur un « *pied d'égalité* ».

832. Depuis lors, la Commission européenne continue de promouvoir la participation du stockage d'électricité aux mécanismes de capacité. Les lignes directrices révisées concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie (« LDAECEE ») de 2022, publiées le 18 février 2022¹⁵⁵⁹, continuent de promouvoir et de renforcer l'intégration du stockage d'électricité dans la participation aux mécanismes de capacité. Elles soulignent à ce titre que ces mécanismes devraient « *faciliter*¹⁵⁶⁰ » le développement du stockage d'électricité.

833. Dans le cadre de la réforme de l'organisation du marché de l'électricité, lancée le 14 mars 2023, la Commission a entendu renforcer la participation du stockage d'électricité aux mécanismes de capacité¹⁵⁶¹. Les États membres devraient être incités à introduire des critères ou des caractéristiques supplémentaires pour encourager cette participation. De plus, ils seraient appelés à réduire le plafond d'émissions de CO₂, actuellement fixé à l'article 22, paragraphe 4, du règlement 2019/943, qui deviendrait, à l'avenir, « *une limite supérieure*¹⁵⁶² ».

¹⁵⁵⁷ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, Commission européenne, *op. cit.*, point 226.

¹⁵⁵⁸ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 22, paragraphe 1, point h).

¹⁵⁵⁹ *JOUE*, n° C 80, 18 février 2022, p. 1-89.

¹⁵⁶⁰ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période pour 2022, Commission européenne, *op. cit.*, point 328.

¹⁵⁶¹ V., Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, European Commission, 14 March 2023, COM(2023) 148 final, cons. 38 (traduit par l'auteur).

¹⁵⁶² *Ibid.*, cons. 39.

Les États membres devraient également établir des critères et des caractéristiques spécifiques au stockage d'électricité pour en favoriser la participation.

834. Dans ce contexte qui reste, de manière générale, relativement favorable au stockage d'électricité, une critique peut être formulée à l'encontre du règlement 2019/943 qui ne prévoit pas formellement la participation des agrégateurs aux mécanismes de capacité. Rappelons que l'agrégation des capacités consiste à associer plusieurs capacités exclusives ou ouvertes (production, effacement, stockage) pour former un produit susceptible d'être vendu sur les différents marchés de l'électricité, y compris de capacité. Dans le cas du stockage d'électricité, l'agrégation offre aux petits exploitants la possibilité de prendre part au marché, ce qui serait autrement difficile en raison de leur taille, car les seuils d'entrée sur ces marchés ne sont pas adaptés au stockage d'électricité. Cependant, une interprétation stricte des dispositions du règlement 2019/943 exclut les agrégateurs du mécanisme de capacité. Cela entraîne une inégalité de traitement des agrégateurs et, par extension, des petits exploitants de capacité de stockage. Cette difficulté peut toutefois être surmontée, puisque les LDAECEE de 2022, bien que de manière implicite, ouvre la participation aux mécanismes de capacité aux agrégateurs lorsque, sur le plan technique, ils peuvent contribuer efficacement à la réalisation de l'objectif de sécurité d'approvisionnement¹⁵⁶³. Même si ces lignes directrices ne sauraient être qualifiées de règles de droit, le juge communautaire rappelle qu'elles énoncent « *une règle de conduite indicative de la pratique à suivre, dont l'administration ne peut s'écarter, dans un cas particulier, sans présenter des justifications*¹⁵⁶⁴ ».

Pour rétablir une certaine cohérence, il pourrait ainsi être envisagé de modifier le règlement 2019/943 pour ouvrir explicitement la participation de l'agrégation aux mécanismes de capacité. Il faut reconnaître que cette proposition aurait toutefois un impact limité en France, dans la mesure où les règles du mécanisme de capacité ouvrent d'ores et déjà la participation des agrégateurs au mécanisme.

¹⁵⁶³ « *La mesure d'aide devrait être ouverte à tous les bénéficiaires ou projets à même, sur le plan technique, de contribuer efficacement à la réalisation de l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Cela inclut la production, le stockage et l'adaptation de la demande, ainsi que le regroupement de petites unités de capacités de ce type en ensembles plus grands.* ». V., Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, Commission européenne, *op. cit.*, point 343.

¹⁵⁶⁴ Trib. UE, 9 septembre 2011, T-12/06, *Deltafina SpA c/ Commission européenne*, point 5.

CONCLUSION DU CHAPITRE 1

835. Les installations de stockage d'électricité peuvent être valorisées via différents marchés, offrant ainsi aux opérateurs la possibilité de diversifier leurs sources de revenus. Cela inclut notamment la vente d'électricité sur les marchés de l'électricité et la fourniture de services aux gestionnaires de réseaux publics. L'accessibilité aux moyens de stockage varie d'un marché à l'autre. Dans ce contexte, notre démarche nous a conduits à procéder à une analyse approfondie de chaque marché, dans le but d'identifier les défis auxquels les opérateurs de stockage sont confrontés, ainsi que les zones d'ombres. Nous avons ensuite élaboré des solutions concrètes qui peuvent être facilement mises en œuvre.

836. En ce qui concerne la participation du stockage d'électricité aux marchés de gros de l'électricité, les développements précédents se sont principalement concentrés sur l'identification de l'activité consistant à acheter de l'électricité en vue de la revendre après une période de stockage sur les bourses de l'électricité. Il a été démontré que cette pratique ne correspond pas à la définition de l'achat pour revente d'électricité tel que défini à l'article L. 333-1 du code de l'énergie. En réalité, il s'agit d'une succession d'activités qui se manifestent, en premier point, par un acte d'achat en vue de stocker de l'énergie électrique, et en second point, par un acte de vente en vue de céder l'électricité sur les marchés de gros. Ajoutée à cela, la réglementation prudentielle appliquée aux marchés de gros de l'électricité manque de clarté en ce qui concerne le stockage d'électricité. Ainsi, il a été suggéré que l'ACER et le législateur de l'Union, chacun dans son domaine de compétence, travaillent à clarifier les dispositions relatives au stockage d'électricité afin de renforcer la sécurité juridique des projets de stockage.

837. Concernant les marchés d'équilibrage cette fois, il a été constaté que les règles opérationnelles actuelles, qui détaillent le fonctionnement et les modalités de participation, limitent l'accès du stockage d'électricité à ces marchés. Afin de faciliter la participation des opérateurs de stockage aux marchés d'équilibrage, il est apparu nécessaire d'accélérer la révision de ces règles afin de les harmoniser avec les nouveaux principes du marché intérieur de l'électricité, qui encouragent la participation du stockage à ces marchés. Dans cette optique de promouvoir la participation du stockage d'électricité, une proposition a été avancée, consistant à introduire un critère environnemental. Cette initiative aurait pour avantage de favoriser le stockage d'électricité, caractérisé par une empreinte carbone moindre par rapport aux centrales thermiques, traditionnellement actives sur ces marchés. En parallèle, il a été considéré comme essentiel d'adapter rapidement les règles des marchés d'équilibrage nationaux pour permettre aux opérateurs de stockage de saisir rapidement les opportunités de générer de nouvelles sources de revenus.

838. En ce qui concerne le marché de capacité, en mettant de côté les dispositions légales et réglementaires en vigueur, une analyse des règles contractuelles révèle que le mécanisme de capacité ne pose aucune difficulté technique ou fonctionnelle majeure. Ainsi, les propositions de réforme peuvent se concentrer, d'une part, sur l'intégration complète du stockage d'électricité dans le cadre législatif et réglementaire, qui actuellement se limite aux capacités de production et d'effacement d'électricité, et d'autre part, sur la modification des règles du mécanisme pour inclure le stockage d'électricité dans la définition du « groupe de production ». Par ailleurs, il semble que l'exclusion de certaines technologies de stockage ne soit plus justifiée. Il conviendrait donc d'intégrer toutes les technologies de stockage dans les règles du mécanisme de capacité, au fur et à mesure qu'elles atteignent un niveau de maturité technologique suffisamment avancé pour y participer.

CHAPITRE 2

L'UTILISATION DU DROIT FISCAL POUR DÉVELOPPER LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

839. L'exercice de l'activité de stockage d'électricité peut générer des recettes fiscales pour l'État et les collectivités territoriales de plusieurs manières.

840. En tant qu'activité économique, les entreprises ayant pour activité le stockage d'électricité sont soumises aux impôts traditionnels applicables aux entreprises, tels que l'impôt sur les sociétés et la cotisation foncière des entreprises. Dans le cadre de cette étude, ces impositions de toute nature n'appellent pas de développements particuliers.

841. En tant qu'activité relevant du secteur de l'électricité, l'électricité stockée est soumise à la taxe sur l'électricité. L'opérateur de stockage étant considéré comme un consommateur final, l'électricité stockée est à ce titre taxée à deux reprises, une fois lors de son stockage et une seconde fois lorsqu'elle est consommée par le consommateur final. Cette double taxation augmente de fait le coût de l'électricité stockée, ce qui peut limiter la rentabilité de certains projets. Cette problématique concentrera l'essentiel de notre analyse.

842. Avant d'entamer l'étude de la fiscalité liée à l'électricité stockée (**Section 2**), nous nous intéresserons d'abord à l'étude de la fiscalité liée à l'installation de stockage d'électricité (**Section 1**). En effet, en tant qu'installation, les dispositifs de stockage d'électricité sont soumis aux taxes applicables aux propriétés bâties et aux à celles qui s'appliquent généralement aux infrastructures énergétiques.

SECTION 1. – LA FISCALITÉ LIÉE À L’INSTALLATION DE STOCKAGE

843. Les installations de stockage d’électricité sont soumises à différents types d’imposition de toute nature, dont les recettes reviennent principalement aux collectivités locales et aux établissements publics de coopération intercommunale. Ces impositions peuvent varier en fonction de la taille et de la puissance de l’installation ou encore de la valeur ajoutée produite par l’entreprise qui l’exploite.

844. Dans le cadre de cette étude, deux impositions peuvent être identifiées. Il s’agit en premier lieu de l’imposition forfaitaire des entreprises de réseaux. A ce jour, seules les stations de transfert d’énergie par pompage sont assujetties à cette imposition. Cependant, l’application de cette imposition aux stations de transfert d’énergie par pompage crée potentiellement une inégalité injustifiée entre ces installations et les autres technologies de stockage qui, jusqu’à présent, ne sont pas soumises à l’imposition forfaitaire des entreprises de réseaux.

845. Ensuite, au même titre que toute activité économique, l’exploitation d’une installation de stockage d’électricité stationnaire est sujette à au moins trois impôts locaux « obligatoires », dont l’exploitant est redevable : la contribution économique territoriale, au titre de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises¹⁵⁶⁵, la taxe foncière sur les propriétés bâties non bâties et la taxe foncière sur les propriétés bâties.

846. Notre analyse se concentrera donc tout d’abord sur l’imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (§1). Puis, dans la mesure où elle représente une part importante des charges des installations de stockage d’électricité¹⁵⁶⁶, il peut être intéressant de s’intéresser spécifiquement au traitement du stockage d’électricité dans le cadre de la taxe foncière sur les propriétés bâties (§2).

¹⁵⁶⁵ Code général des impôts, article 1586 *ter*.

¹⁵⁶⁶ Cela est d’autant plus vrai pour les stations de transfert d’énergie par pompage. Les taxes foncières représentent, selon l’Union française de l’électricité, 6% des coûts supportés par les STEP. V., en ce sens, État des lieux et propositions d’évolution sur l’économie des stations de transfert d’énergie par pompage (STEP), UFE, 18 janvier 2013, p. 5.

§1. – L'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux

847. Aujourd'hui, les stations de transfert d'énergie par pompage présentes en métropole sont assujetties à l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux. Bien que cette imposition soit justifiée pour les stations de transfert d'énergie par pompage « mixte » en raison de leur capacité à générer de l'électricité nouvelle, son application aux stations de transfert d'énergie par pompage fonctionnant en circuit fermé peut conduire à un traitement discriminatoire (A), notamment lorsque les autres technologies de stockage n'y sont pas assujetties. Une réflexion sera menée sur les évolutions envisageables pour mettre fin à cette situation défavorable (B).

A. Un traitement discriminatoire à l'égard de certaines stations de transfert d'énergie par pompage

848. L'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (« IFER ») a été introduite par l'article 2 de la loi n° 2009-1673 du 30 décembre 2009 de finances pour 2010¹⁵⁶⁷ et figure aujourd'hui à l'article 1635-0 quinquies du code général des impôts. Cette imposition, perçue au profit des collectivités territoriales ou de leurs établissements publics de coopération intercommunale¹⁵⁶⁸, a un double objectif¹⁵⁶⁹. Les recettes de l'IFER doivent tout d'abord servir à compenser la suppression de la taxe professionnelle, assurant ainsi l'équilibre des budgets locaux. L'assujettissement de l'IFER aux entreprises de réseaux, non délocalisables en raison de leur domaine d'activité¹⁵⁷⁰, doit ensuite permettre de reprendre la quasi-totalité du montant d'impôt acquitté par les entreprises qui auraient sinon profité, à défaut, d'un effet d'aubaine.

849. L'IFER concerne les entreprises exerçant leur activité dans le secteur de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications. Cette imposition comprend dix composantes, qui s'appliquent à certaines catégories de biens, dont sept visent spécifiquement des biens du secteur de l'énergie : les éoliennes et hydroliennes, les installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique à flamme, les centrales de production d'électricité d'origine photovoltaïque ou hydraulique, les transformateurs électriques, les installations gazières et les canalisations de transport de gaz naturel, d'autres hydrocarbures et de produits chimiques, ainsi que les installations de production d'électricité d'origine géothermique.

¹⁵⁶⁷ *JORF*, n°0303 du 31 décembre 2009.

¹⁵⁶⁸ Code général des impôt, article 1635-0 quinquies.

¹⁵⁶⁹ V., en ce sens, Rapport fait au nom de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire sur le projet de loi de finances pour 2010 (n° 1946), Tome II, Examen de la première partie du projet de loi de finances, Conditions générales de l'équilibre financier, Volume 2, 14 octobre 2009, n° 1967, p. 97 et s.

¹⁵⁷⁰ Pour mémoire, la taxe professionnelle était une taxe locale, dont les recettes étaient perçues par les communes, les départements et les régions mais également les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre.

Chacune de ces catégories d'installation fait l'objet de règles d'assiette et de calcul d'imposition spécifiques.

850. Les installations de stockage d'électricité n'entrent pas dans le champ d'application de l'IFER. En effet, ni les installations de stockage d'énergie par air comprimé, ni les volants d'inertie, ni les batteries et ni les installations de stockage par hydrogène sont visées par les articles 1519 D à 1519 H du code général des impôts. Même si l'IFER s'applique aux installations de stockage souterrain de gaz naturel¹⁵⁷¹, il en exclut le stockage souterrain des autres vecteurs d'énergies, à l'instar de l'hydrogène¹⁵⁷².

851. Bien qu'elles ne soient pas formellement mentionnées, l'administration fiscale considère que les stations de transfert d'énergie par pompage sont assujetties à l'IFER¹⁵⁷³, au titre de la composante relative aux centrales de production d'énergie électrique d'origine hydraulique¹⁵⁷⁴. Par conséquent, les stations de transfert d'énergie par pompage s'acquittent aujourd'hui de l'IFER, dont le produit s'établit à environ seize millions d'euros¹⁵⁷⁵. Cette situation crée une disparité dans le traitement des technologies de stockage d'électricité, car seules les stations de transfert d'énergie par pompage sont assujetties à l'IFER.

852. Cela étant, il faut reconnaître que pour certaines de ces installations, cette différence de traitement peut être légitimement justifiée. Il faut en effet distinguer selon que la centrale soit en circuit fermé ou non.

853. Pour la majorité des stations de transfert d'énergie par pompage¹⁵⁷⁶, qui disposent de deux réservoirs d'eau à différentes altitudes, le bassin supérieur est régulièrement alimenté, en plus du bassin aval, d'un apport en eau naturel (cours d'eau naturel, galeries ou conduites de collecte d'eau de ruissellement, fonte de glace ou de neige¹⁵⁷⁷). Ce flux supplémentaire permet de produire un volume d'électricité plus important par rapport aux stations de transfert d'énergie par pompage qui fonctionnent en circuit fermé¹⁵⁷⁸. Ces

¹⁵⁷¹ Code général des impôts, article 1519 HA.

¹⁵⁷² V., en ce sens, BOI-TFP-IFER-60, I, A, 2).

¹⁵⁷³ V., en ce sens, Avis présenté au nom de la commission des finances sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 500, article 16, p. 35.

¹⁵⁷⁴ Code général des impôts, article 1519 F.

¹⁵⁷⁵ Pour une puissance installée cumulée d'environ cinq GW, soit environ 17 % de la puissance hydroélectrique totale installée en France. V., en ce sens, Avis présenté au nom de la commission des finances sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 500, article 16, pp. 36 et 38.

¹⁵⁷⁶ V., en ce sens, VIOLLET (P.-L.), « Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP », *Techniques de l'ingénieur*, 2014, *op. cit.*, Tableau 3, p. 12.

¹⁵⁷⁷ *Ibid.*, point 1.2.1, p. 4.

¹⁵⁷⁸ JAUMOTTE (L. A.), DECOCK (P.), « Aménagements hydroélectriques », Aménagement d'ensemble d'une vallée de montagne, *Techniques de l'ingénieur*, 10 août 1992, B4405 v1, p. 22.

installations sont communément appelées « stations de transfert d'énergie par pompage "mixtes" ». Sur le plan juridique, le point 3.5.1.2. de l'annexe A du règlement n°1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie définit la notion de « Centrales hydro-électriques mixtes » comme les « *centrales hydro-électriques avec afflux d'eau naturel dans un réservoir supérieur dont une partie ou la totalité de l'équipement peut être utilisée pour pomper l'eau vers le haut ; l'électricité générée est une conséquence de l'afflux d'eau naturel ainsi que de l'eau précédemment pompée vers le haut.* ». Ainsi, lorsqu'elles utilisent l'eau qu'elles ont pompée pour produire de l'électricité, ces installations devraient être considérées comme des installations de stockage d'électricité, dès lors que l'électricité qui a été stockée, par l'intermédiaire de l'énergie potentielle de l'eau, est restituée au réseau électrique. Lorsqu'elles utilisent l'eau qui provient de flux naturels, ces installations devraient être considérées comme des installations de production d'électricité, dès lors que le volume d'eau utilisé pour produire de l'électricité n'a pas été précédemment pompé et stocké. De ce fait, la différence de traitement à l'égard des stations de transfert d'énergie par pompage « mixte » par rapport aux autres technologies de stockage n'est pas éloignée de l'objet initial de la loi et peut être, au demeurant, regardée comme répondant à une justification objective et raisonnable.

854. En revanche, la différence de traitement à l'égard des stations de transfert d'énergie par pompage « pures » semble être plus éloignée de l'objectif initial de la loi par rapport aux stations de transfert d'énergie par pompage « mixtes ». En effet, contrairement aux stations de transfert d'énergie par pompage « mixtes », les stations de transfert d'énergie par pompage « pures » sont des installations qui fonctionnent en circuit fermé¹⁵⁷⁹.

855. Sur le plan juridique, le point 3.5.1.3. de l'annexe A du règlement n°1099/2008 définit la notion de « Centrales de pompage-turbinage pures » comme les « *centrales hydro-électriques sans afflux d'eau naturel dans le réservoir supérieur ; la grande majorité de l'eau qui génère l'électricité a été précédemment pompée vers le haut, abstraction faite de la pluie et de la neige.* ». Ces installations sont par conséquent des installations de stockage d'électricité, dès lors que le volume d'eau pompé est réutilisé pour le turbinage. On peut donc conclure que les stations de transfert d'énergie par pompage « pures », en tant qu'installations de stockage d'électricité, subissent une rupture d'égalité devant les charges publiques du fait de leur assujettissement à l'IFER. La différence de traitement par rapport à d'autres technologies de stockage n'est effectivement pas justifiée. Certes, il faut reconnaître que les stations de transfert d'énergie par pompage sont, par rapport aux autres installations de stockage, des installations de grande envergure, dont le fonctionnement peut, selon les procédés, se distinguer des autres installations de stockage. Mais, dès lors qu'il s'agit de la même activité économique, à savoir le stockage d'électricité, l'utilisation d'une technologie différente d'une autre ne semble pas

¹⁵⁷⁹ VIOLLET (P.-L.), « Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP », Techniques de l'ingénieur, 2014, *op. cit.*, point 1.2.1, p. 4.

être considérée comme un critère objectif ni rationnel qui justifierait un traitement fiscal différent.

856. Précisons ici que cette différence de traitement est du fait de l'administration fiscale et non du législateur. En France, bien que la compétence fiscale soit exclusivement détenue par le législateur¹⁵⁸⁰, le pouvoir réglementaire et l'administration fiscale peuvent intervenir pour préciser la mise en œuvre des lois fiscales et leur interprétation. L'usage de cette compétence ne doit pas dénaturer les dispositions de la loi fiscale, sous peine d'illégalité. Par conséquent, une doctrine qui aboutit à assujettir des catégories de contribuables non spécifiées par le législateur, comme c'est le cas dans cette situation, peut être contraire à la loi. À ce propos, les dispositions de l'article 1519 F du code général des impôts sont suffisamment claires et non équivoques, car elles établissent que seules les installations « *de production d'énergie électrique* » d'origine hydraulique sont soumises à l'IFER.

B. Les évolutions envisageables

857. Trois solutions peuvent être envisagées pour réduire les conséquences économiques de l'assujettissement à l'IFER des stations de transfert d'énergie par pompage, en particulier celles fonctionnant en circuit fermé.

858. D'abord, bien que cette option ne soit pas particulièrement favorable au stockage d'électricité, il ne faut pas écarter la possibilité d'assujettir à l'IFER l'ensemble des installations de stockage d'électricité, quelle que soit la technologie utilisée. Il doit être rappelé qu'à ce jour, seules les stations de transfert d'énergie par pompage sont assujetties au paiement de cette imposition, ce qui a pour effet de créer une différence de traitement défavorable à leur égard. Face à cette situation, une révision du code général des impôts pour inclure toutes les installations de stockage d'électricité dans le champ de l'IFER pourrait donc être envisagée. Cette mesure fiscale aurait ainsi l'intérêt de supprimer les distorsions de concurrence entre les stations de transfert d'énergie par pompage et les autres technologies. Elle aurait mécaniquement un impact positif pour les collectivités territoriales, dès lors que cette réforme se traduirait par une hausse des recettes pour les collectivités. Néanmoins, cette mesure serait susceptible de créer un frein supplémentaire aux investissements dans le stockage d'électricité, au moment même où les pouvoirs publics entendent accélérer ce moyen de flexibilité pour l'intégration de la production d'électricité renouvelable aux réseaux. De plus, l'extension de l'IFER aux installations de stockage d'électricité pourrait léser les producteurs d'électricité. Ces derniers sont de plus en plus nombreux à exploiter une installation de stockage sur leur site en plus de leur installation de production. Cette mesure aurait pour effet d'augmenter le produit de l'IFER, puisque la capacité installée de l'installation de stockage serait également prise en

¹⁵⁸⁰ V., en ce sens, Déclaration des Droits de l'Homme et du Citoyen de 1789, article 14 ; Constitution du 4 octobre 1958, article 34 ; Cons. const., 18 juin 2010, n° 2010-5 QPC, *SNC Kimberly Clark*, considérant 4.

compte dans le calcul de cette imposition. Cela aurait pour conséquence de rendre l'utilisation du stockage moins attrayante pour les producteurs d'électricité.

859. Une deuxième option, moins radicale, et qui a notre préférence, consisterait à exclure du champ de l'IFER les stations de transfert d'énergie par pompage fonctionnant en circuit fermé, qui sont au nombre de deux¹⁵⁸¹. Cette mesure fiscale aurait ainsi l'intérêt de supprimer la distorsion fiscale entre les stations de transfert d'énergie par pompage « pures » et les autres technologies de stockage d'électricité. Cette solution n'impliquerait pas une modification législative, mais seulement une modification de la doctrine fiscale. Cette mesure susciterait probablement des contestations de la part des élus locaux concernés, qui estimeraient être privés des recettes fiscales correspondantes. Cette option demeure peu probable, eu égard aux difficultés liées à la fiscalité locale, notamment depuis la suppression définitive de la taxe d'habitation en 2022. Par conséquent, son adoption reste peu plausible.

860. Enfin, une troisième voie, déjà débattue à deux reprises au Parlement¹⁵⁸², consisterait à prévoir, pour les collectivités territoriales, ainsi qu'aux établissements publics de coopération intercommunale, la faculté de prendre des délibérations pour exonérer les stations de transfert d'énergie par pompage de l'IFER. Telle que formulée, cette proposition appelle au moins deux critiques. Certes, cette proposition a l'intérêt de réduire les charges de l'exploitant. Pour autant, elle ne permet pas de résoudre les difficultés qui ont été précédemment mentionnées à l'égard des stations de transfert d'énergie par pompage « pures ». De plus, cette mesure fiscale serait facultative et non obligatoire. Cette solution aurait été finalement que créatrice « d'espoirs déçus ».

861. Si la deuxième solution est la plus adaptée aux dispositions du code général des impôts, la troisième semble être la voie la plus réaliste à envisager. Dans le cas où la seconde proposition serait adoptée, il serait judicieux d'entamer des discussions approfondies avec les collectivités territoriales concernées et de compenser les pertes de recettes par une augmentation de la dotation globale de fonctionnement.

¹⁵⁸¹ VIOLLET (P.-L.), « Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP », *Techniques de l'ingénieur*, 2014, *op. cit.*, Tableau 3, p. 12.

¹⁵⁸² V., en ce sens, Projet de loi de finances pour 2021, Sénat, Première lecture, Amendement n° II-34 rect. bis, 3 décembre 2020 ; Proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 25 février 2021, n° 389, article 16.

§2. – La taxe foncière sur les propriétés bâties

862. En raison de leur emprise au sol, les installations de stockage d'électricité sont soumises à la taxe foncière sur les propriétés bâties (« TFPB »). L'imposition est assise sur la valeur locative cadastrale de la construction¹⁵⁸³, cette valeur étant diminuée d'un abattement de 50%¹⁵⁸⁴. Les taux, qui sont appliqués à la base d'imposition pour calculer le montant de la taxe, diffèrent selon les collectivités territoriales.

863. Le champ d'application de la TFPB est défini, en termes généraux, par les articles 1380 à 1387 du code général des impôts. En particulier, l'article 1380 du code général des impôts énonce que : « *La taxe foncière est établie annuellement sur les propriétés bâties sises en France à l'exception de celles qui en sont expressément exonérées* ». Parmi les quatre catégories de biens susceptibles d'être imposés à la TFPB, l'administration fiscale distingue notamment les constructions proprement dites¹⁵⁸⁵ et les terrains assimilés à des propriétés bâties¹⁵⁸⁶.

864. Pour qu'une imposition soit établie, l'installation de stockage d'électricité doit remplir deux conditions.

865. D'abord, la construction doit être fixée au sol « *à perpétuelle demeure*¹⁵⁸⁷ ». La doctrine administrative fiscale prescrit d'entendre la « fixation au sol à perpétuelle demeure » par toute construction « *reliée au sol de telle façon qu'il soit impossible de la déplacer sans la démolir*¹⁵⁸⁸ ». Ainsi, des installations « *posées au sol sur un socle de béton (...) [qui] ne sont pas normalement destinées à être déplacées*¹⁵⁸⁹ » doivent être considérées comme des installations fixées à perpétuelle demeure¹⁵⁹⁰. Tel est le cas pour des habitations légères de loisirs posées au sol sur un socle de béton¹⁵⁹¹ ou encore des piscines en kit semi-enterrées¹⁵⁹² qui ont exigé des travaux de terrassement. Cette condition doit être regardée comme remplie dans le cas où, dans la majorité des cas, les installations de stockage d'électricité reposent, *a minima*, sur des fondations ou une assise en maçonnerie ou en ciment. Tel est le cas des installations de stockage par air comprimé enterrées ou en surface, mais aussi des stations de

¹⁵⁸³ La valeur locative cadastrale correspond au loyer annuel théorique que la propriété concernée pourrait produire si elle était louée.

¹⁵⁸⁴ Cet abattement forfaitaire permet de prendre en compte les frais de gestion, d'assurance, d'amortissement, d'entretien et de réparation.

¹⁵⁸⁵ V., en ce sens, BOI-IF-TFB-10-10-10.

¹⁵⁸⁶ V., en ce sens, BOI-IF-TFB-10-10-40.

¹⁵⁸⁷ BOI-IF-TFB-10-10-10, 1.

¹⁵⁸⁸ *Ibid.*, 10.

¹⁵⁸⁹ CE, 28 décembre 2005, n° 266558, *Société Foncast*.

¹⁵⁹⁰ BOI-IF-TFB-10-10-10, 10.

¹⁵⁹¹ V., en ce sens, CE, 28 décembre 2005, n° 266558, *Société Foncast*.

¹⁵⁹² V., en ce sens, CE, 13 avril 2016, n° 376959, *SCI Sweet Home*.

transfert d'énergie par pompage, pour lesquelles l'usine de conversion d'énergie, la conduite de transfert, les galeries, présentent toutes le caractère de véritables bâtiments, dès lors qu'il est impossible de déplacer ces installations sans les démolir. D'ailleurs, pour ces dernières, la doctrine administrative fiscale considère les « *stations de pompage*¹⁵⁹³ » comme faisant partie intégrante des « *ouvrages servant de support aux moyens matériels d'exploitation*¹⁵⁹⁴ », au sens du 1° de l'article 1381 du code général des impôts, qui sont passibles de la TFPB¹⁵⁹⁵. Il en est de même, *a priori*, pour les installations à volant d'inertie ou encore les installations de stockage d'hydrogène, qui peuvent avoir des emprises importantes et permanentes aussi bien en surface qu'en sous-sol. Pour les batteries, la situation est complexe. Si les batteries stationnaires scellées sur une dalle de ciment ayant une emprise permanente au sol sont passibles de la TFPB, dès lors qu'une telle construction n'est pas normalement destinée à être déplacée, celles qui reposent uniquement sur des dés en béton ne seraient pas passibles de la TFPB¹⁵⁹⁶. Faute de précisions, il faut relever par analogie que, s'agissant des éoliennes, le Conseil d'État a, dans un arrêt du 31 décembre 2008¹⁵⁹⁷, considéré que le socle de béton sur lequel est posé un mat éolien doit être regardé comme un ouvrage en maçonnerie servant de support aux « *moyens matériels d'exploitation* », au sens de l'article 1381 du code général des impôts, dès lors que ce socle est de « *grande dimension, et dont la réalisation [nécessite] des moyens matériels et financiers importants*¹⁵⁹⁸ ». En revanche, n'ont pas le caractère de construction, et par suite, ne sont pas imposables à la TFPB, les batteries qui peuvent être déplacées facilement. Tel est le cas des batteries de secours mobiles utilisées par les gestionnaires de réseaux de distribution en lieu et place des groupes électrogènes¹⁵⁹⁹.

866. La seconde condition, quant à elle, est plus complexe. Pour être imposables à la TFPB, les constructions doivent également présenter le caractère de « *véritable bâtiment, eu égard à sa nature, sa destination, son importance, son mode d'établissement et sa fixité*¹⁶⁰⁰ ». Cette condition d'origine jurisprudentielle¹⁶⁰¹ est plus difficilement conciliable pour les installations de stockage par batteries que pour les autres installations de stockage d'électricité.

867. En vertu de l'article 1381 du code général des impôts, le champ d'application de la TFPB recouvre également « *les installations destinées à abriter [...] des biens ou à stocker des produits*¹⁶⁰² ». Les installations de stockage par batteries constituent, eu égard à leur nature,

¹⁵⁹³ BOI-IF-TFB-10-10-20, 80.

¹⁵⁹⁴ *Ibid.*

¹⁵⁹⁵ *Ibid.*

¹⁵⁹⁶ V., en ce sens, Mémento Fiscal 2022, Francis Lefebvre, Mémentos pratiques, 17 mars 2023, 1817 p., p. 781, n° 41915, point a.

¹⁵⁹⁷ CE, 31 décembre 2008, n° 307966, *SA La Compagnie du Vent*.

¹⁵⁹⁸ *Ibid.*, considérant 3.

¹⁵⁹⁹ V. à ce propos, BOI-IF-TFB-10-10-10, 90.

¹⁶⁰⁰ BOI-IF-TFB-10-10-10, 110.

¹⁶⁰¹ *Ibid.*

¹⁶⁰² Code général des impôts, article 1381, 1°.

des propriétés bâties entrant dans le champ d'application de l'article 1380 du code général des impôts. Ces installations se composent effectivement d'un ensemble d'accumulateurs intégrés dans des caissons métalliques parallélépipédiques. Ces caissons, que l'on peut qualifier de « conteneurs », sont ainsi destinés « à abriter des biens », et en particulier des accumulateurs, ainsi qu'un ensemble d'équipements électriques et électroniques nécessaires au fonctionnement de l'installation¹⁶⁰³. Les conteneurs pourraient éventuellement entrer dans le champ d'application de l'article 1381 du code général des impôts, au titre des installations destinées « à stocker des produits¹⁶⁰⁴ »¹⁶⁰⁵.

868. Néanmoins, par analogie avec le raisonnement suivi par la doctrine administrative fiscale au sujet de l'assujettissement des mâts d'éoliennes à la TFPB¹⁶⁰⁶, les conteneurs abritant les accumulateurs ne seraient pas passibles de la TFPB, si ces derniers ne sont pas boulonnés au socle en béton. En effet, le ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, dans une réponse à une question écrite d'un parlementaire, a ainsi estimé que « *les mâts boulonnés au socle en béton ne constituent pas un élément de l'éolienne imposable à la taxe foncière sur les propriétés bâties. En revanche, dès lors que ces mâts sont fixés à perpétuelle demeure aux socles en béton, ils constituent un élément de l'ouvrage et sont situés dans le champ d'application de la taxe foncière sur les propriétés bâties.*¹⁶⁰⁷ ». Si l'on suit ce raisonnement, les conteneurs d'accumulateurs qui sont boulonnés à la dalle sur laquelle ils reposent ne seraient donc pas passibles de la TFPB. Encore faut-il que ces installations de stockage puissent être qualifiées de « *moyens matériels d'exploitation des établissements industriels*¹⁶⁰⁸ », au sens du point 11° de l'article 1382 du code général des impôts, pour pouvoir être exonérée de la TFPB¹⁶⁰⁹. Selon la doctrine administrative fiscale, la « *grosse machinerie*¹⁶¹⁰ », qui pourrait éventuellement s'appliquer aux accumulateurs, est exonérée de la taxe foncière. En toute hypothèse, les conteneurs abritant les batteries stationnaires qui ne sont pas boulonnés pourraient être exonérés de la TFPB.

869. On précisera que la taxe foncière sur les propriétés non bâties (« TFPNB ») n'est pas due pour les terrains qui supportent les installations de stockage d'électricité, dès lors que

¹⁶⁰³ Onduleurs et autres équipements électriques et électroniques.

¹⁶⁰⁴ Code général des impôts, 1381, 1°.

¹⁶⁰⁵ V., en ce sens, BOI-IF-TFB-10-10-20, 30.

¹⁶⁰⁶ Rép. min., n° 41394, JOAN, 8 septembre 2009, p. 8539, Zimmermann (M.-J.).

¹⁶⁰⁷ *Ibid.*

¹⁶⁰⁸ Selon le ministre de l'Économie, le mât d'éolienne est exonéré sur le fondement du point 11° de l'article 1382 du code général des impôts, dès lors que celui-ci constitue un moyen d'exploitation d'un établissement industriel au sens de cet article. *Ibid.*

¹⁶⁰⁹ « *Sont exonérés de la taxe foncière sur les propriétés bâties : [...] 11° Les outillages et autres installations et moyens matériels d'exploitation des établissements industriels à l'exclusion de ceux visés aux 1° et 2° de l'article 1381* ».

¹⁶¹⁰ BOI-IF-TFB-10-50-30, 170.

ces installations sont assujetties à la TFPB et que, conformément au 7° de l'article 1394 du code général des impôts, les terrains passibles de la TFPB sont exonérés.

870. Quoi qu'il en soit, dans l'attente de précisions, les exploitants d'installation de stockage d'électricité devraient rester vigilants et attentifs lors de la déclaration de leurs biens fonciers soumis à la TFPB.

SECTION 2. – LA FISCALITÉ LIÉE À L'ÉLECTRICITÉ STOCKÉE

871. Actuellement, la taxation de l'électricité est régie par la directive 2003/96/CE du Conseil restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité¹⁶¹¹. Cette directive, toujours en vigueur, établit le cadre communautaire de la fiscalité de l'électricité, c'est-à-dire la territorialité de la taxe, le produit soumis à taxation, le fait générateur et l'exigibilité de la taxe, l'assiette, les taux ou encore les exonérations. En France, la taxation de cette énergie s'effectue à travers la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (« TICFE »), qui est perçue par l'administration fiscale.

872. Depuis l'adoption de cette directive, le cadre d'action dans lequel elle s'exerce a connu d'importantes évolutions, avec notamment les progrès technologiques réalisés dans le domaine de l'énergie et en particulier ceux réalisés dans le domaine du stockage d'électricité. En effet, depuis le début des années 2000, les technologies de stockage d'électricité se sont constamment améliorées, les batteries deviennent plus présentes dans le système électrique, en raison d'une baisse de leurs coûts et de l'augmentation de leur longévité et les projets plus atypiques, comme les volants d'inertie, se sont quant à eux multipliés.

873. Mais, faute de mention spécifique dans la directive, les opérateurs de stockage d'électricité ont été – et le sont encore – qualifiés par les États membres d'utilisateur final, lorsqu'ils prélèvent l'électricité du réseau pour charger l'installation de stockage. Pourtant, cette électricité n'est pas consommée de manière finale, dès lors qu'elle est réinjectée sur le réseau après sa phase de stockage. Dans ces conditions, l'électricité qui est réinjectée par l'installation de stockage se voit à nouveau taxée lorsqu'elle est soutirée par le consommateur final, c'est-à-dire l'utilisateur qui consomme effectivement l'électricité. Cette situation, qui conduit à taxer à deux reprises l'électricité, est manifestement contraire à la directive 2003/96/CE et est susceptible d'avoir un effet négatif et significatif sur les investissements et l'utilisation du stockage en Europe.

874. Pour mieux saisir ces enjeux, il est opportun de rappeler, à titre liminaire, les principes généraux de la taxation de l'électricité (§1), avant de mettre en évidence l'insuffisante objectivité que portent les États membres de l'Union à l'égard du stockage d'électricité dans l'application de la taxation de l'électricité (§2).

¹⁶¹¹ JOUE, n° L 283, 31 octobre 2003, p. 51–70.

§1. – Les principes généraux de la taxation de l'électricité

875. Le législateur de l'Union a fait le choix d'imposer aux États membres la taxation de l'électricité à l'aval, c'est-à-dire au moment où elle est livrée. Par conséquent, les produits énergétiques, y compris l'électricité, utilisés pour la production d'électricité, ne sont pas soumis à la taxation de l'électricité afin d'éviter une double imposition de cette énergie. Ce principe est fondamental pour permettre de mener à bien les objectifs poursuivis par la directive 2003/96/CE. S'il est correctement appliqué, il permet d'exempter de la taxation l'électricité prélevée par les opérateurs de stockage d'électricité. Il est donc proposé d'examiner tout d'abord le principe de la taxation à l'aval (A), puis, de manière complémentaire, les dérogations à ce principe (B).

A. Une taxation à l'aval

876. Le régime de taxation harmonisé établi par la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité¹⁶¹² réserve un traitement particulier à l'électricité.

877. L'électricité se distingue tout d'abord des « produits énergétiques ». L'article 1^{er} de la directive 2003/96/CE opère cette distinction en prévoyant dans son libellé que : « *Les États membres taxent les produits énergétiques et l'électricité conformément à la présente directive.* ».

878. L'électricité se distingue ensuite et en particulier par sa méthode de taxation. Contrairement aux produits énergétiques¹⁶¹³, pour qui l'exigibilité de la taxe n'intervient qu'au stade de la mise à la consommation¹⁶¹⁴, la taxe devient exigible, pour l'électricité, au moment de sa fourniture, c'est-à-dire au moment où le distributeur ou le redistributeur fournit l'électricité à l'utilisateur final¹⁶¹⁵. Dès lors, les producteurs d'électricité ne doivent pas s'acquitter du paiement de la taxe sur l'électricité. Dans un arrêt du 12 février 2009, *Commission contre République de Pologne*¹⁶¹⁶, la Cour de justice a ainsi considéré que l'électricité ne doit pas être taxée au moment où elle est introduite dans le réseau par le producteur d'électricité, dès lors que « *la taxe sur l'électricité devient exigible au moment de sa fourniture par le distributeur ou le redistributeur.*¹⁶¹⁷ »

¹⁶¹² JOUE, n° L 283 du 31 octobre 2003, p. 51–70.

¹⁶¹³ Excepté le gaz naturel.

¹⁶¹⁴ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 2, paragraphe 3 et article 21, paragraphe 1.

¹⁶¹⁵ *Ibid.*, article 21, paragraphe 5, premier alinéa.

¹⁶¹⁶ CJCE, 12 février 2009, C-475/07, *Commission contre République de Pologne*, points 48-52.

¹⁶¹⁷ *Ibid.*, point 50.

879. Les travaux préparatoires de la directive 2003/96/CE¹⁶¹⁸ et, en particulier, l'exposé des motifs de la proposition de directive¹⁶¹⁹, révèlent sans ambiguïté les intentions du législateur sur cette méthode de taxation. D'abord, il s'agit de « *la seule méthode*¹⁶²⁰ » d'uniformisation de la taxe. Cette méthode de taxation permet ensuite aux États membres d'instaurer des niveaux différenciés de taxe pour les différentes catégories d'utilisateurs finaux. La taxation de l'électricité au dernier stade de la distribution reste effectivement le seul moyen pour un État de moduler la fiscalité en fonction de son utilisation. Cela permet, en outre, d'assurer la neutralité de la taxe à l'égard des différents modes de production d'électricité¹⁶²¹. Enfin, cette méthode présente l'intérêt d'éviter la « *double imposition*¹⁶²² » de l'électricité.

880. Dans ses conclusions sous l'affaire *Turbogás*¹⁶²³, l'avocat général observe que l'électricité est généralement produite dans le cadre d'un processus de combustion de produits énergétiques¹⁶²⁴. Si ces produits énergétiques venaient à être taxés, les utilisateurs finaux de l'électricité seraient doublement taxés : les droits d'accises seraient perçus sur les produits énergétiques utilisés pour produire l'électricité, d'une part, et sur l'électricité produite, d'autre part¹⁶²⁵.

881. Pour éviter d'entraver le bon fonctionnement du marché intérieur dans le secteur de l'énergie, le législateur communautaire a par conséquent consacré, de façon implicite, un principe de non double imposition de l'électricité, en imposant la taxation au stade de la livraison.

¹⁶¹⁸ V., en ce sens, Report on the proposal for a Council Directive (EC) on Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products (COM(97)0030 - C4-0155/97 - 97/0111(CNS)), European Parliament, Committee on Economic and Monetary Affairs and Industrial Policy, Second report, 30 March 1999, p. 26.

¹⁶¹⁹ Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final (*JOCE* n° C 139, 1997, p. 14), p. 5.

¹⁶²⁰ *Ibid.*, p. 5.

¹⁶²¹ Rapport d'information déposé par la commission des affaires européennes sur la révision de la directive 2003/96/CE sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité (E 6212), Assemblée nationale, 15 février 2012, n° 4359, p. 21.

¹⁶²² Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final, p. 5.

¹⁶²³ CJUE, concl., 7 mars 2018, C-90/17, *Turbogás Productora Energética SA contre Autoridade Tributária e Aduaneira*.

¹⁶²⁴ E.g. charbon, pétrole, gaz.

¹⁶²⁵ Il faut, à cet égard, rappeler que les taxes harmonisées dans la directive 2003/96 sont des impôts indirects, la taxe applicable à l'électricité doit en principe être répercutée par le redevable légal sur les utilisateurs finaux de cette électricité.

882. Certes, la directive 2003/96/CE ne contient pas de disposition explicite à l'égard de ce principe, seuls les travaux préparatoires de la directive y font mention¹⁶²⁶. Dans l'exposé des motifs de la proposition de directive¹⁶²⁷, la Commission explique ainsi qu'« *une harmonisation sur la base de la taxation à l'aval*¹⁶²⁸ » permet à l'électricité d'être négociée « *à l'intérieur et entre les pays, sans avoir à être taxée, évitant ainsi la double imposition dans le pays de consommation.*¹⁶²⁹ »

883. Néanmoins, il résulte de la combinaison des articles 4, 14 et 21, de la directive 2003/96/CE, que cette directive cherche à éviter la double imposition de l'électricité. En effet, il convient d'observer, tout d'abord, par une lecture conjointe de l'article 4, paragraphe 2 et de l'article 21, paragraphe 5, première phrase, de la directive 2003/96/CE, que le législateur a choisi de ne taxer l'électricité qu'au stade de sa livraison, c'est-à-dire au moment où l'électricité, qui a été produite, est livrée. On parle, dans ce cas, d'une taxation à l'aval (ou « *output tax* » dans la terminologie anglo-saxonne). Les combustibles, les carburants et l'électricité qui sont utilisés pour la production de l'électricité doivent, par conséquent, être exonérés, conformément à l'article 14, paragraphe 1, sous a), de la directive 2003/96/CE, qui dispose, à cet égard, que « *les États membres exonèrent les produits suivants de la taxation [...] : / a) les produits énergétiques et l'électricité utilisés pour produire de l'électricité et l'électricité utilisée pour maintenir la capacité de produire de l'électricité* ». Ces dispositions montrent clairement que l'exonération n'est pas une faculté, mais une obligation imposée aux États membres.

884. Ce principe a été au demeurant souligné par la Cour de justice à plusieurs reprises. Dans l'arrêt *Cristal Union* du 7 mars 2018¹⁶³⁰, la Cour, reprenant les développements de l'avocat général dans les conclusions de l'affaire, a ainsi admis, qu'au regard de l'exposé des motifs accompagnant la proposition de directive et des dispositions de la directive 2003/96/CE, le législateur communautaire a fait le choix d'imposer aux États membres, d'une part, la taxation de l'électricité produite, et d'autre part, l'exonération des produits énergétiques et de l'électricité utilisés pour la production de l'électricité, « *cela dans le but d'éviter [...] la*

¹⁶²⁶ V., en ce sens, Report on the proposal for a Council Directive (EC) on Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products (COM(97)0030 - C4-0155/97 - 97/0111(CNS)), European Parliament, Committee on Economic and Monetary Affairs and Industrial Policy, Second report, 30 March 1999, p. 26.

¹⁶²⁷ Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final, p. 5.

¹⁶²⁸ *Ibid.* (traduit par l'auteur).

¹⁶²⁹ *Ibid.* (traduit par l'auteur).

¹⁶³⁰ CJUE, 7 mars 2018, C-31/17, *Cristal Union contre Ministre de l'Économie et des Finances*.

double taxation de l'électricité.¹⁶³¹ ». Ce principe continue d'être invoqué régulièrement par la Cour¹⁶³².

B. Les dérogations

885. Le législateur de l'Union a prévu plusieurs dérogations au régime de la taxation de l'électricité.

886. En premier lieu, l'électricité peut être taxée à deux reprises pour des raisons environnementales. Cette dérogation ne va pas à l'encontre des objectifs de la directive 2003/96/CE, dès lors que, conformément à ses considérants 6, 7, 11 et 12, cette directive vise à encourager des objectifs de politique environnementale¹⁶³³. Ainsi, en vertu de l'article 14, paragraphe 1, point a), deuxième phrase, de la directive 2003/96/CE, les États membres peuvent taxer les produits énergétiques utilisés pour produire de l'électricité « *pour des raisons ayant trait à la protection de l'environnement*¹⁶³⁴ ». L'objectif, comme mentionné dans l'exposé des motifs accompagnant la proposition de directive, vise à réduire l'usage des combustibles « *indésirables pour l'environnement*¹⁶³⁵ ». Par conséquent, lorsqu'un État membre fait usage de cette faculté, l'électricité est doublement taxée, au titre de la taxation des produits énergétiques, d'une part, et de l'électricité elle-même, d'autre part.

887. Trois remarques peuvent être formulées à propos de cette première dérogation.

888. D'une part, il résulte des dispositions de l'article 14, paragraphe 1, point a), deuxième phrase, de la présente directive, que les États membres n'ont pas la faculté de taxer l'électricité utilisée pour produire de l'électricité pour des raisons environnementales. Faut-il en effet observer que le libellé de ces dispositions ne vise que les « *produits*¹⁶³⁶ », ce qui exclut, *a priori*, l'électricité qui est utilisée « *pour produire de l'électricité*¹⁶³⁷ » et « *pour maintenir la capacité de produire de l'électricité*¹⁶³⁸ ». L'article 2, paragraphe 1, de la directive 2003/96/CE,

¹⁶³¹ *Ibid.*, point 30.

¹⁶³² V., en ce sens, CJUE, 27 juin 2018, C-90/17, *Turbogás – Productora Energética SA contre Autoridade Tributária e Aduaneira*, point 35. CJUE, 9 mars 2023, C-571/21, *RWE Power Aktiengesellschaft contre Hauptzollamt Duisburg*, point 36.

¹⁶³³ V., en ce sens, CJUE, 7 septembre 2017, C-465/15, *Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH contre Hauptzollamt Duisburg*, point 26.

¹⁶³⁴ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 14, paragraphe 1, point a), deuxième phrase.

¹⁶³⁵ Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final, p. 5. V., en ce sens, CJUE, 7 septembre 2017, C-465/15, *Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH contre Hauptzollamt Duisburg*, point 26.

¹⁶³⁶ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 14, paragraphe 1, point a), deuxième phrase.

¹⁶³⁷ *Ibid.*, article 14, paragraphe 1, point a), première phrase.

¹⁶³⁸ *Ibid.*

qui définit la notion de « produits énergétiques », exclut l'électricité de la liste des produits qui relèvent de la définition de la notion de « produits énergétiques ». Certes, le considérant 3 de la présente directive laisse entendre que l'électricité serait un *produit énergétique*¹⁶³⁹. Toutefois, les autres considérants et les articles de la présente directive ne font pas référence à une telle assimilation¹⁶⁴⁰.

889. En second lieu, les États membres peuvent déroger à la taxation à l'aval en imposant les produits énergétiques utilisés pour produire de l'électricité. Cette faculté est strictement encadrée par les dispositions de l'article 21, paragraphe 5, troisième alinéa, de la directive 2003/96/CE. Elle est ainsi ouverte aux « *petits producteurs*¹⁶⁴¹ » et n'est possible que si les États membres ont taxé « *les produits énergétiques utilisés pour produire cette électricité*.¹⁶⁴² » Le but est clairement d'éviter l'exemption totale de l'électricité.

890. Enfin, en troisième lieu, l'électricité produite à partir de produits énergétiques non listés à l'article 2, paragraphe 1, de la directive 2003/96/CE, peut faire l'objet d'une double imposition. Dans l'affaire *Kernkraftwerke Lippe-Ems*¹⁶⁴³, la Cour de justice a ainsi admis la faculté pour les États membres de taxer, d'une part, l'électricité produite par la centrale de production, en application de la directive 2003/96/CE, et d'autre part, les combustibles ayant été utilisés pour produire cette électricité, à la condition que ces combustibles ne figurent pas sur la liste prévue à l'article 2, paragraphe 1, de cette même directive. Pour la Cour de justice, aucun principe ne s'oppose, dans ce cas, à la perception simultanée d'une taxe sur la consommation d'énergie électrique et d'une taxe grevant les sources de production de cette énergie¹⁶⁴⁴. La Cour s'en remet en particulier à l'exposé des motifs accompagnant la proposition de directive, dans lequel elle observe que la Commission n'a pas « *eu l'intention de proposer la création d'une obligation pour les États membres d'exonérer de toute taxation des produits ne relevant pas du régime harmonisé de taxation*¹⁶⁴⁵ ».

¹⁶³⁹ Considérant 3 : « *Le bon fonctionnement du marché intérieur et la réalisation des objectifs des autres politiques communautaires nécessitent que des niveaux minima de taxation soient fixés au niveau communautaire pour la plupart des produits énergétiques, y compris l'électricité, le gaz naturel et le charbon.* ».

¹⁶⁴⁰ En tout état de cause, les considérants n'ont pas de valeur normative, à l'inverse du corps de la directive, qui oppose continûment la notion de « produits énergétiques » à celle de « l'électricité ».

¹⁶⁴¹ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 21, paragraphe 5, troisième alinéa.

¹⁶⁴² *Ibid.*

¹⁶⁴³ CJUE, 4 juin 2015, C-5/14, *Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH contre Hauptzollamt Osnabrück*.

¹⁶⁴⁴ *Ibid.*, points 50-51.

¹⁶⁴⁵ *Ibid.*, point 51.

§2. – L’insuffisante objectivité à l’égard du stockage d’électricité

891. La taxation de l’électricité a été conçue dans l’hypothèse où l’électricité est produite par les producteurs d’électricité et prélevée par les consommateurs finals. Auparavant, l’électricité produite par les producteurs d’électricité était distribuée par les fournisseurs d’électricité et consommée par les consommateurs finals. Cependant, avec l’émergence du stockage d’électricité, cette conception n’est plus conforme.

892. Faute de mention explicite du stockage d’électricité dans la directive 2003/96/CE, certains États membres ont, de fait, qualifié dans leur droit interne, les opérateurs de stockage d’électricité d’utilisateurs finals lorsqu’ils ces derniers prélèvent de l’électricité du réseau pour la convertir en une autre forme d’énergie qui peut être stockée. Au-delà de la divergence que connaît le principe de la taxation en aval au sein de l’Union, l’interprétation selon laquelle l’opérateur de stockage d’électricité consomme de manière finale l’électricité qu’il soutire du réseau, est de toute évidence contraire aux objectifs de la directive 2003/96/CE et, au demeurant, pénalisante, aussi bien pour les opérateurs de stockage que pour les consommateurs d’électricité.

893. Pour tenter de faire avancer la réflexion, il convient d’apporter un regard critique sur l’interprétation divergente, confuse et pénalisante opérée par les États membres à l’égard de la taxation de l’électricité qui est prélevée par les opérateurs de stockage d’électricité **(A)**. Dans la mesure où il s’avère nécessaire de repenser la manière dont la taxation de l’électricité est appliquée aux installations de stockage, il sera envisagé, dans un second temps, d’identifier les voies d’amélioration envisageables **(B)**.

A. Une interprétation divergente, confuse et pénalisante

894. L’absence de mention explicite du stockage d’électricité dans la directive 2003/96/CE laisse subsister des divergences entre les États membres. Certains États choisissent de soumettre à taxation l’électricité prélevée par les dispositifs de stockage, tandis que d’autres, plus enclins à tenir compte des spécificités du stockage, décident d’exempter certaines installations de la taxe sur l’électricité. Une minorité d’États, quant à elle, exempte l’électricité prélevée de la taxe, indépendamment de la nature de l’installation de stockage concernée, considérant ainsi l’opérateur de stockage comme un « redistributeur » au sens de la directive 2003/96/CE. La Commission a également adopté cette solution de compromis dans le cadre du projet de révision de la directive 2003/96/CE. Mais indépendamment de cette solution, si l’on s’en tient à une lecture littérale des dispositions de la directive 2003/96/CE, il n’y a aucune raison pour que l’électricité prélevée par les installations de stockage soit taxée. Ce faisant, nous amorcerons notre analyse en démontrant que la taxation de l’électricité comme prévu par la

directive 2003/96/CE fait l'objet d'une interprétation divergente entre les États membres (1), et de toute évidence, d'une interprétation contraire au droit de l'Union (2).

1. Une interprétation des règles juridiques divergente entre États membres

895. L'absence de mention du stockage d'électricité dans la directive 2003/96/CE, mais également dans les autres textes européens relatifs au secteur de l'électricité, a donné lieu, en l'absence de position commune, à un traitement fiscal divergent à l'égard du stockage d'électricité¹⁶⁴⁶. Dans une étude menée pour le compte de la Commission européenne, relative au stockage d'électricité, et dont les résultats ont été publiés en mai 2020¹⁶⁴⁷, les auteurs reconnaissent que cette divergence résulte principalement de l'absence, pendant un temps, de définition légale du stockage d'électricité. Cet argument reste relativement discutable, la reconnaissance légale de la notion de stockage d'électricité n'empêche pas de traiter l'opérateur de stockage d'utilisateur final pour l'électricité prélevée du réseau, sauf à ce que cette reconnaissance intervienne dans le cadre de la législation fiscale. Ainsi, en France, même si l'« installation de stockage [d'électricité]¹⁶⁴⁸ » a été définie par l'arrêté du 7 juillet 2016, ce n'est pas pour autant que les opérateurs de stockage d'électricité ont pu bénéficier d'un traitement fiscal spécifique.

896. Dans certains États membres, l'opérateur de stockage doit s'acquitter de la taxe sur l'énergie électrique qu'il a prélevée du réseau. Les États concernés¹⁶⁴⁹, de moins en moins nombreux¹⁶⁵⁰, justifient cette assimilation au motif que la conversion d'énergie électrique en une autre forme d'énergie dont le stockage est possible doit être considérée comme une consommation finale de l'électricité. Dans ce cas précis, puisque la taxe devient exigible au moment de la fourniture par le distributeur, conformément, à l'article 21, paragraphe 5, première phrase, de la directive 2003/96/CE, l'électricité est à nouveau taxée lorsqu'elle est prélevée par l'utilisateur final¹⁶⁵¹. Finalement, l'électricité est taxée à deux reprises : une première fois lorsqu'elle est prélevée du réseau pour être stockée et une seconde fois lorsqu'elle est prélevée du réseau pour être consommée par l'utilisateur final.

¹⁶⁴⁶ Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, European Commission, 11 September 2019, SWD(2019) 329 final, pp. 36-37.

¹⁶⁴⁷ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, point 3.3.6., p. 88.

¹⁶⁴⁸ Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie, article 1, 2°.

¹⁶⁴⁹ V., en ce sens, ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, Annex 4, pp. 141-199.

¹⁶⁵⁰ V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), and al., *Study on energy storage*, European Commission, *op. cit.*, 2023, point 4.4.2.1., p. 137.

¹⁶⁵¹ L'utilisateur final est la personne qui se trouve au stade final de la chaîne de transformation de l'électricité.

897. Afin de limiter les conséquences de cette double imposition, certains États membres ont appliqué des régimes fiscaux *ad hoc* ou dérogatoires, pour exonérer, partiellement ou totalement, l'électricité soutirée par les installations de stockage. Malgré ces efforts consentis par les États de l'Union, ces exonérations peuvent s'avérer discriminantes à l'égard des opérateurs de stockage d'électricité. Les États membres n'ont en effet visé que certaines technologies, telles que les STEP et les batteries. Certains d'entre eux ont également distingué selon que les installations sont raccordées au réseau de transport ou de distribution d'électricité. Ces régimes fiscaux peuvent, *in fine*, créer de nouvelles distorsions de concurrence entre les technologies de stockage et compromettre le bon fonctionnement du marché intérieur. Ainsi, à titre d'illustration, en Allemagne, seules les stations de transfert d'énergie par pompage¹⁶⁵², les batteries¹⁶⁵³ et les installations de stockage qui participent aux marchés d'équilibrage¹⁶⁵⁴ sont exonérées de la taxe sur l'électricité pour l'énergie prélevée du réseau. Aux Pays-Bas¹⁶⁵⁵ et en Finlande¹⁶⁵⁶, les batteries d'une capacité suffisamment importante sont les seules installations à pouvoir être exonérées de la taxe sur l'électricité. *A contrario*, la Belgique¹⁶⁵⁷ et le Luxembourg exonèrent l'ensemble des opérateurs de stockage du paiement de la taxe sur l'électricité. On peut, à titre d'illustration, citer l'article 7, paragraphe 2, du règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité au Luxembourg¹⁶⁵⁸, qui prévoit que « [l]a consommation d'énergie électrique à des fins de stockage, sous quelque forme énergétique que ce soit, en vue d'une retransformation ultérieure en énergie électrique, n'est pas considérée comme consommation finale.¹⁶⁵⁹ ».

898. En France, la situation reste pour le moins floue. Dans un document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité publié en septembre 2019, la CRE a invité les pouvoirs publics « à préciser la notion de consommation finale d'électricité et à clarifier le cadre applicable aux utilisateurs du réseau qui injectent et soutirent, en particulier les

¹⁶⁵²Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147) geändert [“StromStG”], §9, (1), 2, Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794) geändert [“StromStV”], §12, (1), 2.

¹⁶⁵³ StromStG, *op. cit.*, §5, (4).

¹⁶⁵⁴ ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe, European Commission, March 2020, *op. cit.*, p. 162.

¹⁶⁵⁵ “Avoid double taxation on energy storage”, on *Energy tax*, Business.gov.nl, 2022.

¹⁶⁵⁶ L'électricité soutirée et stockée par les batteries intégrées de petites installations d'autoconsommation pour une consommation sur le site n'est pas doublement imposée. Lorsqu'une telle installation soutire et injecte de l'électricité sur le réseau, elle peut faire l'objet d'une double imposition, mais selon les autorités finlandaises, ce cas reste rare pour ces installations qui concernent des micro-installations et, au surplus, n'est pas considéré comme un problème fiscal majeur, in *Hallituksen esitys eduskunnalle energiaverotusta koskevan lainsäädännön muuttamiseksi*, Finlex, Finland, HE 191/2018, 2.4 Sähköön varastointi.

¹⁶⁵⁷ Loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité, électricité 2017, article 7, 1 bis.

¹⁶⁵⁸ Règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité, 19/04/2010, A59.

¹⁶⁵⁹ *Ibid.*, article 7, paragraphe 2.

*stockeurs*¹⁶⁶⁰ ». Pour la CRE, « *il semble pertinent*¹⁶⁶¹ » de ne pas taxer, au titre de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (« TICFE »), l'électricité prélevée du réseau par les installations de stockage, mais uniquement l'électricité autoconsommée par le dispositif de stockage. Dans ce cadre, la Direction générale de l'énergie et du climat a prétendu, lors d'une réunion dans le cadre du groupe de travail sur le stockage d'électricité, en juillet 2021, que l'électricité prélevée par une installation de stockage ne serait plus taxée¹⁶⁶². Reste que, depuis cette date, ni le législateur, ni l'administration fiscale, n'ont confirmé officiellement la suppression de la taxation de l'électricité pour l'électricité soutirée par les installations de stockage de l'électricité, y compris pour l'électricité autoconsommée par le dispositif de stockage.

2. Une interprétation des règles juridiques contraires au droit de l'Union

899. L'approche restrictive adoptée par les États membres dans le traitement fiscal du stockage d'électricité est susceptible d'aboutir à des résultats contraires aux objectifs de la directive 2003/96/CE.

900. Premièrement, si l'opérateur de stockage d'électricité et le consommateur final sont tous les deux considérés comme des utilisateurs finaux de l'électricité, alors les consommateurs finals concernés sont susceptibles d'être doublement taxés, dans des proportions certes insuffisamment importantes, mais de façon contraire au droit de l'Union. Les consommateurs d'électricité sont effectivement susceptibles de payer leur électricité plus chère, quoique dans des proportions négligeables, voire insignifiantes, au regard de leur consommation individuelle. Elle présente, en revanche, une importance théorique certaine, puisque cette situation est contraire au principe de non double imposition.

901. Deuxièmement, si l'opérateur de stockage d'électricité est considéré comme l'utilisateur final de l'électricité, la faculté offerte aux États membres d'appliquer des niveaux différenciés de taxe pour les catégories d'utilisateur final est privée d'effet utile. Comme le fait observer la Commission européenne dans l'exposé des motifs de la proposition de directive 2003/96/CE, la taxation de l'électricité au dernier stade de la distribution est indispensable pour permettre aux États membres « *[d']établir une distinction entre l'électricité utilisée par les consommateurs finals et l'industrie et appliquer ainsi des taxes différenciées*¹⁶⁶³ ». Si

¹⁶⁶⁰ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, point 3.2., p. 22.

¹⁶⁶¹ *Ibid.*

¹⁶⁶² Intervention de la DGEC, GT Stockage, CRE et DGEC, Juillet 2021.

¹⁶⁶³ Pour la Commission européenne, ce modèle de taxation permet aux États membres de réduire la pression fiscale sur certains consommateurs, tels que les industriels (Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final, p. 5).

l'électricité est taxée au moment où elle est prélevée du réseau par l'opérateur de stockage, l'objectif précédemment mentionné ne peut être satisfait. On peut, à titre d'illustration, citer le cas d'un industriel éligible à un tarif réduit de la TICFE¹⁶⁶⁴. Si celui-ci consomme de l'électricité précédemment stockée, le tarif préférentiel est indirectement privé d'effet utile, dans la mesure où l'industriel a prélevé du réseau de l'électricité déjà taxée¹⁶⁶⁵.

902. Troisièmement, si l'électricité est taxée au moment où elle est prélevée par l'installation de stockage, il est possible que le principe de taxation au lieu de consommation soit privé de son effet utile. Comme les marchandises traditionnelles soumises à des droits d'accise, la livraison de l'électricité est taxée dans l'État membre où l'électricité est consommée de manière effective, conformément à l'article 6, paragraphe 2, de la directive n° 2020/262 du Conseil du 19 décembre 2019 établissant le régime général d'accise¹⁶⁶⁶. Ce principe de destination, établi par la directive 92/12/CEE du Conseil du 25 février 1992 relative au régime général, à la détention, à la circulation et aux contrôles des produits soumis à l'accise, et adapté à l'électricité, par la directive 2003/96/CE¹⁶⁶⁷, a été conçu pour éviter aussi bien la double imposition de l'électricité que la sous-imposition de celle-ci¹⁶⁶⁸. À cet égard, sous l'affaire XY, l'avocat général observe que « *si l'électricité est taxée au moment où elle est prélevée du réseau de distribution pour être stockée dans [l'installation de stockage] et est ensuite fournie à [des clients], il est possible que cet objectif ne soit pas atteint. En effet, rien ne s'oppose à ce que le service de fourniture de l'électricité stockée dans des [installations de stockage] soit exécuté de manière transfrontalière.*¹⁶⁶⁹ ».

903. Quatrièmement, si l'électricité est taxée au moment où elle est prélevée par l'installation de stockage, il est possible que le principe de non-taxation des pertes soit privé de son effet utile. En matière d'accises, les pertes, totale ou partielle, qui correspondent généralement à des quantités de produits détruites ou rendues inutilisables en raison de la nature des produits, ne donnent pas lieu à la perception des droits d'accises, conformément à l'article 6 de la directive n° 2020/262 du Conseil du 19 décembre 2019 établissant le régime général d'accise¹⁶⁷⁰. Or, lorsqu'une installation de stockage d'électricité transforme de l'électricité prélevée du réseau, en une autre forme d'énergie qui peut être stockée, les processus de conversion primaire¹⁶⁷¹ et secondaire¹⁶⁷² conduisent inévitablement à des pertes plus ou moins

¹⁶⁶⁴ C'est notamment le cas des industriels et des consommateurs électro-intensifs.

¹⁶⁶⁵ Les conséquences sont indirectes, puisque l'on ne peut pas tracer physiquement les électrons.

¹⁶⁶⁶ JOUE n° L 58, 27 février 2020, p. 4-42.

¹⁶⁶⁷ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 21, paragraphe 5, premier alinéa, deuxième phrase.

¹⁶⁶⁸ V., en ce sens, CJUE, 12 février 2009, C-475/07, *Commission c/ République de Pologne*, points 20, 21, 56.

¹⁶⁶⁹ Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, XY c/ Hauptzollamt B, point 28.

¹⁶⁷⁰ JOUE, n° L 58 du 27 février 2020, p. 4-42.

¹⁶⁷¹ Conversion de l'énergie électrique en une autre forme d'énergie qui peut être stockée.

¹⁶⁷² Conversion de l'énergie stockée en énergie électrique pour sa réinjection sur le réseau.

importantes selon les technologies de stockage d'électricité. Selon les dernières analyses techniques disponibles sur le stockage d'électricité¹⁶⁷³, les pertes liées à la conversion d'énergie s'élèvent ainsi à 5% pour les technologies les plus performantes (batteries au Lithium-ion) et jusqu'à 70% pour les technologies les moins performantes (stockage par hydrogène). En plus des pertes liées à son stockage, l'électricité connaît, lors de son transport entre l'installation de stockage et le point de livraison, de nouvelles pertes. Ce phénomène se produit sous l'effet du dégagement de chaleur provoqué par le passage du courant dans les conducteurs (« effet Joule¹⁶⁷⁴ ») et, dans une moindre mesure, de l'ionisation de l'air (« effet couronne¹⁶⁷⁵ »). Dans l'affaire XY, la Commission européenne s'est attachée à faire une analogie avec le gaz utilisé comme carburant pour les véhicules, lequel est taxé au moment de son stockage dans le réservoir du véhicule pour éviter, précisément, de taxer les pertes intervenues en amont lors du stockage et de la compression¹⁶⁷⁶. Eu égard aux spécificités plus ou moins similaires avec le stockage d'électricité, la Commission a pu considérer que le fait générateur devrait être le même pour le gaz naturel et pour l'électricité, soit au dernier stade de la distribution de l'électricité, sans quoi les pertes seraient inévitablement taxées¹⁶⁷⁷. Par conséquent, seule la taxation de l'électricité au stade de sa fourniture aux utilisateurs finals permet d'éviter la taxation de l'électricité perdue, aussi bien lors de la conversion de l'énergie que lors de son transport. Sans quoi, cette situation est susceptible d'instaurer une discrimination entre les technologies de stockage, puisque la conversion d'énergie conduit, pour certaines d'entre elles, à des pertes plus importantes que d'autres.

904. Enfin, cinquièmement, le fait de considérer l'opérateur de stockage d'électricité comme l'utilisateur final de l'électricité semble être contraire à la finalité de la directive 2003/96/CE. Une directive devant toujours être interprétée à la lumière des finalités qu'elle poursuit, il est intéressant de constater que l'un des objectifs de la directive 2003/96/CE, révélé par l'exposé des motifs de celle-ci, est de réduire la consommation d'énergie pour lutter contre le changement climatique¹⁶⁷⁸. Le septième considérant de la directive 2003/96/CE précise, à cet égard, que : « *En tant que partie à la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique, la Communauté a ratifié le protocole de Kyoto. La taxation des produits énergétiques et, le cas échéant, de l'électricité est un des instruments disponibles pour atteindre*

¹⁶⁷³ V., en ce sens, HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), and al., *Study on energy storage*, European Commission, *op. cit.*, 2023, point 2.1.2.1., p. 18, table 1.

¹⁶⁷⁴ JOULE (J.P.), «XXXVIII. On the heat evolved by metallic conductors of electricity, and in the cells of a battery during electrolysis», *Philosophical Magazine Series 3*, vol. 19, n° 124, 1er octobre 1841, p. 260–277.

¹⁶⁷⁵ V., en ce sens, GARY (C.), « Effet couronne sur les réseaux électriques aériens », *Techniques de l'ingénieur, Génie électrique*, Vol D9, 10 février 1998.

¹⁶⁷⁶ Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, XY c/ Hauptzollamt B, point 30.

¹⁶⁷⁷ *Ibid.*

¹⁶⁷⁸ V., en ce sens, Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final, pp. 4, 7 et 9.

*les objectifs de Kyoto.*¹⁶⁷⁹ ». Or, si l'électricité est taxée au moment où elle est prélevée par l'installation de stockage, cet objectif peut difficilement être atteint. En effet, hormis le fait que l'électricité prélevée par l'installation de stockage n'est pas consommée de manière finale, la réduction des prélèvements d'électricité à des fins d'économie d'énergie dans le cadre d'une opération de stockage n'est vraisemblablement pas pertinente, dès lors que l'activité de stockage consiste clairement à consommer de l'électricité pour la restituer ultérieurement. Elle peut l'être toutefois pour encourager les acteurs du marché à privilégier les technologies de stockage ayant un faible taux d'autoconsommation.

B. Les voies d'amélioration

905. Il est envisageable d'évoquer les principales pistes de réflexion pour éviter la double taxation de l'électricité stockée.

906. La première amélioration envisageable consisterait à réviser la directive 2003/96/CE et d'exclure de la taxation la fourniture d'électricité pour la charge des installations de stockage (1). À cet égard, dans le cadre du Pacte vert pour l'Europe, la Commission européenne a entamé la révision de la présente directive, qui apporte justement des améliorations en ce sens. Cependant, le contexte politique et économique actuel plaide en faveur d'un arrêt provisoire des travaux parlementaires européens menés à ce sujet.

907. La seconde proposition passe donc par l'ajustement du traitement fiscal au niveau national (2), sans attendre la révision de la directive 2003/96/CE. Pour ne pas compromettre l'ambition de progresser vers l'objectif de la neutralité climatique d'ici 2050, qui nécessitera manifestement de développer la production d'électricité renouvelable et les nouveaux moyens de flexibilité, notamment le stockage d'électricité, les États membres devraient être encouragés à reconnaître les spécificités du stockage, ou du moins à prévoir des exonérations pour éviter la double taxation de l'électricité. C'est d'ailleurs ce qu'il ressort de la résolution du Parlement européen du 10 juillet 2020 « Approche européenne globale du stockage de l'énergie », dans laquelle les États membres sont invités « à abolir tout type de double taxation en mettant en place des systèmes de taxation efficaces¹⁶⁸⁰ ».

1. La révision de la directive 2003/96/CE

908. Publiée le 14 juillet 2021, la proposition de directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité prévoit une refonte du

¹⁶⁷⁹ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, considérant 7.

¹⁶⁸⁰ Résolution du Parlement européen du 10 juillet 2020 sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie (2019/2189(INI)), considérant 14.

cadre légal de la taxation de l'énergie. L'objectif principal, clairement affiché¹⁶⁸¹, est de fournir un cadre fiscal adapté à la réalisation des objectifs prévus par le Pacte vert pour l'Europe, au premier rang desquels la réduction des émissions de dioxyde de carbone de 55% d'ici à 2030 par rapport à 1990 et la neutralité climatique d'ici à 2050. La fiscalité reste effectivement l'un des moyens incitatifs pour atteindre ces objectifs.

909. Pour la Commission, la révision de la directive 2003/96/CE est devenue nécessaire. L'évaluation de la directive 2003/96/CE, dont les conclusions ont été publiées le 11 septembre 2019¹⁶⁸², a mis en évidence le caractère obsolète de la directive par rapport aux objectifs politiques de l'Union européenne en matière de lutte contre le changement climatique (réduction des émissions de gaz à effet de serre, développement des énergies renouvelables, efficacité énergétique). En effet, depuis son adoption en 2003, les objectifs politiques ont considérablement évolué, au même titre que les nouvelles technologies, aussi bien dans les secteurs de la production (*e.g.* électricité renouvelable, hydrogène), du transport (*e.g.* mobilité électrique), que des moyens de flexibilité (*e.g.* stockage d'énergie).

910. Aujourd'hui, ce décalage nuit à l'efficacité de la politique environnementale et énergétique de l'Union européenne. Ce constat est pleinement partagé par le Conseil¹⁶⁸³ qui, à la suite de l'évaluation menée par la Commission, a adopté, le 29 novembre 2019, des conclusions¹⁶⁸⁴, dans lesquelles il estime que la fiscalité de l'énergie reste l'un des moyens incitatifs pour atteindre les objectifs politiques de l'Union en matière de lutte contre le changement climatique¹⁶⁸⁵, et invite la Commission à réviser la directive 2003/96/CE¹⁶⁸⁶.

911. Prenant acte des conclusions du Conseil, la Commission a publié le 14 juillet 2021 une proposition de révision de la directive 2003/96/CE, laquelle envisage de modifier les modalités de calcul de la taxe sur les produits énergétiques et l'électricité, qui seront fondées non plus sur le volume des produits, mais selon le contenu énergétique, ainsi qu'à leur performance environnementale¹⁶⁸⁷. Concrètement, l'électricité issue de source fossile devrait ainsi être taxée à un taux plus élevé que l'électricité issue de source renouvelable. Pour

¹⁶⁸¹ V., en ce sens, Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final, Exposé des motifs, pp. 1, 2, 4 et 11.

¹⁶⁸² Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, European Commission, 11 September 2019, SWD(2019) 329 final.

¹⁶⁸³ V., en ce sens, *Ibid.*, considérant 5.

¹⁶⁸⁴ Draft Council conclusions on the EU energy taxation framework, 14608/19, FISC458, 29 November 2019.

¹⁶⁸⁵ V., en ce sens, *Ibid.*, considérant 3.

¹⁶⁸⁶ V., en ce sens, *Ibid.*, considérant 7.

¹⁶⁸⁷ Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final, article 10 et annexe 1.

l'électricité, l'objectif, clairement affiché¹⁶⁸⁸, vise à supprimer les incitations à l'utilisation de combustibles fossiles pour la production d'électricité.

912. À cela s'ajoute une précision importante à l'article 22 du projet de révision de directive, aujourd'hui l'actuel article 21 de la directive 2003/96/CE. La Commission envisage ainsi de qualifier les opérateurs de stockage d'électricité de « redistributeur » au sens de l'article 21, paragraphe 5, première phrase, de la directive 2003/96/CE. Dans l'évaluation de la directive 2003/96/CE, la Commission a reconnu que l'actuelle directive a été adoptée « *bien avant*¹⁶⁸⁹ » l'émergence des nouvelles technologies de stockage d'électricité, de sorte que le cadre légal actuellement en vigueur laisse ouvert la possibilité d'un traitement fiscal « *divergent*¹⁶⁹⁰ », avec le risque que la fourniture d'électricité à l'installation de stockage soit taxée, auquel cas l'électricité stockée serait doublement taxée. Pour la Commission, l'absence d'harmonisation au niveau européen « *créer un environnement défavorable*¹⁶⁹¹ » pour les opérateurs de stockage et peut, *in fine*, « *entraver l'investissement dans les technologies de stockage*¹⁶⁹² ». Le fait de considérer les opérateurs de stockage d'électricité de « redistributeur » revient donc à établir une distinction entre l'utilisation finale et le stockage d'électricité, comme l'avait appelé de ses vœux le Parlement européen dans une résolution du 10 juillet 2020 sur le stockage d'énergie¹⁶⁹³.

913. La Commission envisage ainsi de préciser, à l'article 22 de la directive 2003/96/CE, relatif au fait générateur et à l'exigibilité de la taxe sur l'électricité, que « *les installations de stockage d'électricité et les transformateurs d'électricité peuvent être considérés comme des redistributeurs lorsqu'ils fournissent de l'électricité.*¹⁶⁹⁴ » Ce libellé proposé appelle deux remarques. D'abord, il se contente de laisser aux États membres une marge de manœuvre quant à la possibilité de considérer les opérateurs de stockage comme des « redistributeurs ». Il résulte en effet des termes « *peuvent être* » une possibilité et non une obligation. Cette grande souplesse laisse aux États membres la discrétion de décider si les opérateurs de stockage doivent être classés comme « redistributeur » ou non, ce qui, soit dit en passant, s'accorde mal avec l'objectif de parvenir à une harmonisation du traitement fiscal du stockage d'électricité, afin notamment d'éviter la « *double imposition de l'électricité qui est*

¹⁶⁸⁸ *Ibid.*, p. 4.

¹⁶⁸⁹ Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, European Commission, 11 September 2019, SWD(2019) 329 final, p. 36.

¹⁶⁹⁰ *Ibid.*

¹⁶⁹¹ *Ibid.*

¹⁶⁹² *Ibid.*

¹⁶⁹³ Résolution du Parlement européen du 10 juillet 2020 sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie (2019/2189(INI)), considérant 14.

¹⁶⁹⁴ Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final, article 22, p. 62.

*stockée et revendue*¹⁶⁹⁵ ». Ensuite, les États membres ont toujours la possibilité de préférer les exonérations, telles que celles prévues par la directive 2003/96/CE, plutôt que de considérer les opérateurs de stockage d'électricité de « *redistributeurs* », au sens de cette directive. Eu égard à ces considérations, et par souci d'harmonisation, la qualification de l'opérateur de stockage en tant que « *redistributeur* » ne devrait pas être laissée à la libre appréciation des États membres.

914. Malgré cette avancée législative, la proposition de révision de la directive 2003/96/CE, qui est encore au stade de la discussion, semble, pour l'heure, en suspens. Après la présentation de la proposition de révision de directive par la Commission le 14 juillet 2021, le texte a été examiné par le Comité économique et social européen et le Comité des régions, qui ont tous deux adopté un avis, respectivement en janvier¹⁶⁹⁶ et avril 2022¹⁶⁹⁷, mais aussi par le Parlement européen, et plus particulièrement par la commission des affaires économiques et monétaires (« *ECON* »), en association avec la commission de l'industrie, de la recherche et de l'énergie (« *ITRE* »)¹⁶⁹⁸. Toutefois, depuis la présentation d'un projet de rapport le 28 février 2022 par la commission *ECON*, la discussion au Parlement et au Conseil a été suspendue en première lecture. La présidence tchèque du Conseil observe une certaine réticence de la part de certains États membres à l'égard de plusieurs dispositions et en particulier celles relatives à l'entrée en vigueur du texte et aux taux d'imposition envisagés. D'autres facteurs peuvent également expliquer l'arrêt des discussions. Il convient de rappeler que l'Union européenne est actuellement en train de réformer le marché de l'électricité et celui du gaz, ce qui pourrait amener les États membres à se concentrer sur ces réformes avant d'engager une révision du cadre légal relatif à la taxation de l'énergie. Par ailleurs, la crise des prix de l'énergie peut constituer un obstacle à la révision du cadre fiscal, d'autant plus que la proposition de révision envisage un système de taxation visant à pénaliser les produits énergétiques les plus polluants, y compris le gaz naturel, qui est encore largement utilisé au sein de l'Union européenne. Enfin, les élections européennes prévues en juin 2024 pourraient également inciter le Parlement et le Conseil à reporter la discussion.

915. Ces dernières considérations laissent entrevoir la complexité de la révision de la directive 2003/96/CE. Mais la procédure d'adoption demeure l'élément le plus sensible. En principe, la révision de la directive nécessite, au Conseil, une adoption à l'unanimité, conformément à l'article 113 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Pour éviter

¹⁶⁹⁵ Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, European Commission, 11 September 2019, SWD(2019) 329 final, p. 36.

¹⁶⁹⁶ Avis du Comité économique et social européen sur la révision de la directive sur la taxation de l'énergie (DTE), 19 janvier 2022, ECO/565, 10 p.

¹⁶⁹⁷ Avis du Comité européen des régions « Vers une mise en œuvre socialement équitable du pacte vert », ENVE-VII/022, 149e session plénière des 27, 28 et 29 avril 2022, 42 p.

¹⁶⁹⁸ V., en ce sens, "Revision of the energy taxation directive (ETD)", in *Legislative Train Schedule*, European Parliament, April 2023 [<https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/spotlight-JD22/file-revision-of-the-energy-taxation-directive>].

un nouvel échec¹⁶⁹⁹, la Commission a émis l'idée de contourner la règle de l'unanimité en recourant aux « clauses passerelles », prévues aux articles 40, paragraphes 7 et 20 du Traité sur l'Union européenne et l'article 116 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne¹⁷⁰⁰. Mais encore faut-il que les États membres parviennent à se concerter sur ce sujet éminemment politique.

2. L'ajustement du traitement fiscal en droit interne

916. Bien que la procédure de révision de la directive 2003/96/CE ait été engagée, le processus de négociation peut demander du temps et rencontrer de nouvelles oppositions. Pour l'instant, deux solutions s'offrent aux États membres. La plus simple, qui nous semble être celle qu'il faut privilégier, pourrait être de considérer que l'électricité qui est soutirée du réseau en vue d'être convertie en une autre forme d'énergie n'est pas consommée de manière finale, dès lors que celle-ci peut être restituée ultérieurement, ce qui revient, d'une certaine façon, à reconnaître les spécificités du stockage d'électricité (a). À l'inverse, il pourrait également être envisagé d'exonérer la fourniture d'électricité pour la charge des installations de stockage au titre des dispositions de la directive 2003/96/CE actuellement en vigueur (b).

a) La nécessaire reconnaissance des spécificités du stockage d'électricité

917. Les États membres devraient distinguer la fourniture d'électricité aux utilisateurs finaux de la fourniture d'électricité aux opérateurs de stockage d'électricité ayant l'intention de restituer l'électricité au réseau. Il s'agit effectivement de deux opérations de nature distincte. Lorsque l'électricité est prélevée du réseau pour être convertie en une autre énergie qui peut être stockée, l'énergie physique présente dans le dispositif de stockage n'est pas consommée de manière finale, à l'exception des pertes dues à la conversion et à l'autoconsommation du dispositif, puisque cette énergie est physiquement disponible et restituable, après une nouvelle conversion d'énergie en électricité. Le stockage de l'électricité ne devrait donc pas être considéré comme une consommation d'électricité ultime. À l'inverse, l'électricité qui est consommée de manière finale¹⁷⁰¹ se trouve au dernier stade de sa commercialisation, elle ne peut donc pas être récupérée ultérieurement.

¹⁶⁹⁹ Une première tentative de révision en 2011 s'est soldée par un échec, en partie en raison des désaccords entre le Conseil et la Commission européenne alors que toute décision demeure fondée sur l'unanimité. Sur la proposition de révision : *Proposition de directive du Conseil modifiant la directive 2003/96/CE du Conseil restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité*, Commission européenne, 13 avril 2011, COM(2011) 169 final.

¹⁷⁰⁰ V., en ce sens, Towards a more efficient and democratic decision making in EU tax policy, European Commission, 15 January 2019, COM(2019) 8 final, 13 p., p. 5 et p. 13.

¹⁷⁰¹ Y compris lorsque l'électricité n'est pas reconvertie en électricité, mais utilisée comme telle (e.g. conversion de l'électricité en hydrogène afin d'être injectée dans un réseau de transport d'hydrogène). Dans ce cas, l'opérateur de stockage est assimilé à un consommateur final.

918. Cette approche est, pour l'essentiel, et comme on l'a vu précédemment, partagée par les institutions européennes. Ainsi, il ressort de l'exposé des motifs de la proposition de la directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, publiée le 14 juillet 2021, que la Commission a entendu considérer l'opérateur de stockage comme un redistributeur afin d'« éviter le risque de double imposition¹⁷⁰² ». En pratique, cela conduit à considérer la fourniture d'électricité aux opérateurs de stockage d'électricité comme n'étant pas une consommation finale de l'électricité. De son côté, le Parlement européen a invité, dans la résolution du 10 juillet 2020, sur l'approche européenne globale du stockage de l'énergie, les États membres à distinguer « l'utilisation finale¹⁷⁰³ » du « stockage ou [de] la conversion¹⁷⁰⁴ » de l'électricité, celui-ci étant « convaincu¹⁷⁰⁵ » que cette distinction permettra d'éliminer la double imposition de l'électricité stockée.

919. Il est important de relever que, sur cette question, la position des autorités françaises rejoint celle des institutions européennes. La CRE a fait remarquer, dans un document de réflexion et de proposition intitulé « Le stockage d'électricité en France », publié en septembre 2019, que « [d]e nombreux acteurs demandent une exonération de CSPE [devenu la « TICFE¹⁷⁰⁶ »] pour les dispositifs de stockage, au motif que l'énergie stockée puis restituée n'est pas une consommation finale d'électricité et que la part d'énergie transitant par le stockage et non perdue du fait des rendements de conversion du stockage est aujourd'hui taxée deux fois : une fois lorsqu'elle est soutirée par le stockeur, une seconde fois quand elle est réinjectée et soutirée par le consommateur final.¹⁷⁰⁷ ». À cet égard, la CRE considère « pertinent¹⁷⁰⁸ » de n'assimiler à la consommation finale « seule [la] consommation propre [de l'installation de stockage]¹⁷⁰⁹ ». En fin de compte, la CRE reconnaît que la conversion d'énergie électrique aux fins de stockage n'est pas une consommation finale de l'électricité. Les autorités françaises ont ainsi été invitées à « préciser la notion de consommation finale d'électricité¹⁷¹⁰ » et à « clarifier¹⁷¹¹ » le traitement fiscal appliqué aux opérateurs de stockage d'électricité. Suite à cette demande émanant de la CRE, la DGEC a précisé, au cours d'un atelier mené dans le cadre d'un groupe de travail relatif au stockage d'électricité, organisé pendant l'été 2021, que « l'électricité consommée par le site de stockage pour stocker et produire de

¹⁷⁰² Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final, pp. 19-20.

¹⁷⁰³ Résolution du Parlement européen du 10 juillet 2020 sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie (2019/2189(INI)), considérant 14.

¹⁷⁰⁴ *Ibid.*

¹⁷⁰⁵ *Ibid.*

¹⁷⁰⁶ Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité.

¹⁷⁰⁷ « Le stockage d'électricité en France », *Document de réflexion et de proposition*, CRE, septembre 2019, *op. cit.*, point 3.2., p. 22.

¹⁷⁰⁸ *Ibid.*

¹⁷⁰⁹ *Ibid.* La consommation propre à l'installation concerne l'autodécharge/l'autoconsommation de l'installation de stockage.

¹⁷¹⁰ *Ibid.*

¹⁷¹¹ *Ibid.*

*l'électricité n'est pas soumise à la TICFE*¹⁷¹² ». Bien que l'idée d'un « *rescrit douanier*¹⁷¹³ » avait été évoquée dans un document de présentation du ministère de la transition écologique et solidaire en novembre 2019, aucune décision formelle n'a été prise à ce sujet depuis.

920. L'ensemble de ces remarques nous conduit à considérer qu'un distinguo « soigneux » entre la conversion d'énergie électrique en vue d'une restitution ultérieure en électricité et la consommation finale de l'électricité (ou la fourniture d'électricité aux utilisateurs finaux de la fourniture d'électricité aux opérateurs de stockage d'électricité ayant l'intention de restituer l'électricité au réseau) permettrait de mieux appréhender le traitement fiscal du stockage d'électricité. L'absence de système de traçage qui permet de connaître l'origine et la provenance de l'électricité exclut l'idée d'exonérer, pour les consommateurs finals, l'électricité qui a précédemment été stockée.

921. En France, l'importance d'opérer ce distinguo de manière officielle, via la voie administrative ou réglementaire, est une nécessité, bien que l'on puisse penser qu'il est, à ce jour, plus ou moins officieux. À défaut de précisions, le traitement fiscal du stockage d'électricité peut être source de difficultés d'interprétation et d'application et donc de contentieux devant le juge administratif¹⁷¹⁴.

922. Dans un premier temps, la voie administrative, plus simple et plus rapide que la voie réglementaire, aurait pu être mobilisée. Toutefois, depuis le 1^{er} janvier 2022, la fiscalité énergétique n'est plus de la compétence de l'administration des douanes, mais de l'administration fiscale¹⁷¹⁵. Dès lors, la section relative à la TICFE dans le Bulletin officiel des douanes (« BOD ») ainsi que la décision administrative correspondante¹⁷¹⁶ ne peuvent plus être modifiées. À ce jour, l'administration fiscale n'a pas publié de positions dans le Bulletin Officiel des Finances Publiques (« BOFiP »), il ne peut donc être envisagé d'y préciser le traitement fiscal applicable au stockage d'électricité. Il pourrait cependant être envisagé d'inscrire cette précision dans le guide sur la fiscalité des énergies¹⁷¹⁷, élaboré par le ministère de la transition écologique, mais celui-ci reste sans valeur juridique¹⁷¹⁸ et donc inopposable à

¹⁷¹² « Facturation de la CSPE/TICFE », *Intervention de la DGEC*, GT Stockage, CRE-DGEC, Juillet 2021.

¹⁷¹³ V., en ce sens, *Le stockage stationnaire d'électricité*, Ministère de la transition écologique et solidaire, 11 p., p. 9.

¹⁷¹⁴ Mais également devant le juge judiciaire, dans des cas relativement rares. V., en ce sens, « Le juge administratif et l'impôt », *Dossier thématique*, Conseil d'État, 23 janvier 2019, point 2.1.

¹⁷¹⁵ V., en ce sens, Loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022, art. 128 (*JORF*, n°0304 du 31 décembre 2021) ; Ordonnance n° 2021-1843 du 22 décembre 2021 portant partie législative du code des impositions sur les biens et services et transposant diverses normes du droit de l'Union européenne (*JORF*, n° 0302 du 29 décembre 2021).

¹⁷¹⁶ « DA 19-028 – Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité (TICFE) », BOD, 5 juillet 2019.

¹⁷¹⁷ Guide 2023 sur la fiscalité des énergies, Ministère de la transition écologique, 35 p.

¹⁷¹⁸ *Ibid.*, p. 2.

l'administration fiscale, contrairement au BOFiP¹⁷¹⁹. En tout état de cause, l'on ne peut qu'encourager la Direction Générale des Finances Publiques à développer un chapitre sur la TICFE et d'y apporter, dans ses commentaires administratifs, le traitement fiscal applicable au stockage. Concrètement, il conviendrait de préciser que, pour l'application de la TICFE, le fait générateur ne se produit pas au moment où l'électricité est prélevée par une installation de stockage, qui convertit cette électricité en une énergie qui peut être stockée, pour ensuite la réinjecter sur le réseau électrique. Au demeurant, l'administration fiscale pourrait envisager de présenter, sur la base de l'annexe 6 de la décision administrative applicable à la TICFE dans le BOD, et lorsqu'elle aura rédigé le chapitre sur la TICFE dans le BOFiP, les différentes situations possibles et la fiscalité applicable au stockage d'électricité.

923. Dans un second temps, le traitement fiscal applicable au stockage d'électricité pourrait être précisé par la voie réglementaire, bien qu'il faille admettre que la tâche s'avère tout aussi complexe. L'ordonnance n° 2021-1843 du 22 décembre 2021, qui a ainsi créé les articles législatifs du nouveau code des impositions sur les biens et services, n'a pas prévu de décret d'application pour la mise en œuvre des dispositions relatives au fait générateur de la TICFE, comme prévu aux articles L. 312-12 à L. 312-17 dudit code. Au demeurant, la fiscalité, et plus précisément « *l'assiette, le taux et les modalités de recouvrement des impositions de toutes natures*¹⁷²⁰ », relève du domaine « réservé » au législateur, conformément à l'article 34, cinquième alinéa, de la Constitution du 4 octobre 1958, le pouvoir réglementaire pourrait difficilement adopter un règlement autonome pour préciser et éclaircir le traitement fiscal du stockage d'électricité.

924. En tout état de cause, il conviendrait de s'assurer que le traitement fiscal réservé aux opérateurs de stockage d'électricité s'applique sans discrimination à l'égard de toutes les technologies de stockage pour éviter les éventuelles distorsions de marché. Il conviendrait également d'exclure tout traitement fiscal différent selon la taille des installations, le type de raccordement voire encore selon les services rendus.

925. Enfin, il semblerait opportun de distinguer, s'agissant du stockage d'électricité non stationnaire, le traitement fiscal appliqué à la recharge bidirectionnelle de celui applicable à la recharge unidirectionnelle. À la lumière des considérations précédemment exposées, l'électricité transitant dans la batterie du véhicule pour être réinjectée dans le réseau (*i.e.* recharge bidirectionnelle) ne conduit pas le propriétaire du véhicule à être le consommateur final de ces flux d'électricité. Seul le prélèvement de l'électricité pour charger la batterie du véhicule aux fins de sa propulsion devrait conduire l'utilisateur du véhicule à être l'utilisateur final de cette électricité. Il resterait toutefois nécessaire de taxer l'électricité soutirée par la batterie du véhicule, quand bien même celle-ci est, tout ou partie, réinjectée ultérieurement sur

¹⁷¹⁹ V., en ce sens, Livre des procédures fiscales, article L80 A.

¹⁷²⁰ Constitution du 4 octobre 1958, article 34, cinquième alinéa.

le réseau, dans la mesure où, de toute évidence, les acteurs de la chaîne ne sont pas certains que cette électricité, au volume égal, soit effectivement réinjectée sur le réseau. Cette solution permettrait d'empêcher ainsi les fuites de recettes fiscales qui en découleraient. Si cette solution est consacrée, le redevable de la taxe doit, par conséquent, rembourser le montant acquitté par le contribuable pour l'électricité qui n'a pas été consommée de manière finale, c'est-à-dire l'électricité qui a été réinjectée sur le réseau. À l'évidence, il conviendrait de s'assurer que ce n'est pas au consommateur de réclamer le remboursement des montants indument versés. Auquel cas, les usagers hésiteront à utiliser les bornes de recharge bidirectionnelle.

926. La situation se complique lorsqu'il convient de déterminer le redevable de la taxe. Force est de rappeler que le régime de la directive 2003/96 prévoit la taxation de l'électricité au stade de la fourniture par le distributeur ou le redistributeur aux utilisateurs finaux, conformément à l'article 21, paragraphe 5, premier alinéa, de cette directive. À ce stade, il est possible de considérer le fournisseur d'électricité, qui approvisionne la station de recharge, en tant que « distributeur » au sens de la directive 2003/96/CE, dès lors qu'il fournit l'électricité à l'utilisateur. La fourniture de l'électricité par le fournisseur fait ainsi naître l'obligation fiscale, en vertu de l'article 21, paragraphe 5, premier alinéa, de cette directive. Il devient par conséquent redevable de la taxe. Cependant, dans la mesure où l'opérateur de l'infrastructure de recharge fournit un service qui consiste à fournir de l'électricité pour recharger les véhicules électriques, il peut être considéré comme un intermédiaire dans la fourniture d'électricité, plus précisément comme un « redistributeur » au sens de la directive 2003/96/CE. Dans ce cas, l'opérateur de l'infrastructure de recharge pourrait également être considéré comme le redevable de la taxe. À ce jour, l'administration fiscale n'a pas donné de position officielle.

b) Le recours à l'exonération

927. Si la première solution paraît être la plus logique, les États membres peuvent envisager d'exonérer les opérateurs de stockage d'électricité du paiement de la taxe sur l'électricité lorsqu'ils prélèvent l'électricité du réseau, et ce, conformément à la directive 2003/96/CE dans sa version actuellement en vigueur.

928. Les États membres pourraient éventuellement appliquer l'exonération prévue à l'article 14 de la directive 2003/96/CE en faveur de l'électricité utilisée pour produire de l'électricité. Précisément, l'article 14, paragraphe 1, de la directive 2003/96/CE, dispose que : *« les États membres exonèrent les produits suivants de la taxation, selon les conditions qu'ils fixent en vue d'assurer l'application correcte et claire de ces exonérations et d'empêcher la fraude, l'évasion ou les abus : / a) les produits énergétiques et l'électricité utilisés pour produire de l'électricité et l'électricité utilisée pour maintenir la capacité de produire de*

l'électricité.¹⁷²¹ ». Selon une jurisprudence constante, ces dispositions doivent recevoir une interprétation autonome, fondée sur leur libellé ainsi que sur l'économie de cette directive et les finalités poursuivies par celle-ci¹⁷²². En particulier, s'agissant des finalités, il faut observer, ainsi qu'il ressort de l'exposé des motifs de la proposition de directive restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques, que le législateur de l'Union a fait le choix d'imposer aux États membres la taxation de l'électricité produite et l'exonération des produits énergétiques et de l'électricité utilisés pour la production de celle-ci, cela dans le but d'éviter la double imposition de l'électricité¹⁷²³.

929. Certes, l'article 14, paragraphe 1, sous a), de la directive 2003/96/CE, renvoie à l'expression « *produire de l'électricité* ». Mais l'utilisation du terme « produire » ne suffit pas à exclure du champ d'application le stockage d'électricité. C'est en tout cas le point de vue de l'avocat général dans l'affaire XY. Dans ses conclusions, il commence par rappeler qu'« *il n'existe pas de méthode de stockage de l'électricité en tant que telle*¹⁷²⁴ *pouvant être utilisée à grande échelle*¹⁷²⁵ », le stockage d'électricité « *nécessite*¹⁷²⁶ », inévitablement, « *une conversion [de l'énergie électrique] en une autre forme d'énergie dont le stockage est possible et, ensuite, une nouvelle conversion en électricité*.¹⁷²⁷ ». Après un exposé quelque peu technique, l'avocat général arrive à la conclusion que le stockage d'électricité, tout comme la production d'électricité, serait ni plus ni moins que la conversion d'une forme d'énergie en une autre¹⁷²⁸. Pour certains moyens de production, il peut y avoir plusieurs conversions pour parvenir à la production de l'électricité. L'avocat général prend ainsi l'exemple des centrales thermiques, pour lesquelles « *l'énergie primaire stockée dans le combustible [...] est convertie en chaleur, qui est à son tour convertie en énergie cinétique, laquelle est ensuite transformée en électricité*.¹⁷²⁹ » En définitive, la production d'électricité et son stockage seraient deux opérations intimement comparables sur le plan technique.

930. Ce n'est pas pour autant qu'il faut considérer le stockage comme une sous-catégorie de production d'électricité. D'une part, comme il a été vu précédemment, la production d'électricité se limite à la conversion d'une énergie primaire en une autre,

¹⁷²¹ Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, article 14, paragraphe 1, sous a).

¹⁷²² V., en ce sens, CJUE, 7 mars 2018, C-31/17, *Cristal Union contre Ministre de l'Économie et des Finances*, point 21.

¹⁷²³ V., en ce sens, CJUE, 9 mars 2023, C-571/21, *RWE Power Aktiengesellschaft contre Hauptzollamt Duisburg*, point 36 et jurisprudence citée.

¹⁷²⁴ Les supercondensateurs et le stockage électromagnétique peuvent stocker directement l'énergie sous forme électrique, mais dans des proportions très limitées.

¹⁷²⁵ Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, XY c/ Hauptzollamt B, point 38.

¹⁷²⁶ *Ibid.*

¹⁷²⁷ *Ibid.*, voir aussi point 39.

¹⁷²⁸ *Ibid.*, points 38 à 43.

¹⁷²⁹ *Ibid.*, point 42.

contrairement au stockage d'électricité¹⁷³⁰. D'autre part, les installations de stockage ne produisent pas « d'électricité "nouvelle" »¹⁷³¹. Pour ainsi dire, une installation de stockage ne crée pas, mais reproduit de l'électricité, à l'inverse d'une installation de production.

931. Par ailleurs, l'article 14, paragraphe 1, sous a), de la directive 2003/96/CE, ne fait aucune référence au mode de production d'électricité, l'exonération s'appliquerait donc indépendamment de la technologie utilisée pour « produire de l'électricité », c'est en tout cas ce qu'a pu considérer l'avocat général dans l'affaire *Cristal Union*¹⁷³². Au demeurant, l'exonération suppose que l'électricité soit effectivement utilisée pour produire de l'électricité. Dans un arrêt du 9 mars 2023, *RWE Power contre Hauptzollamt*, la Cour de justice a précisé que l'utilisation de cette électricité doit concourir « directement au processus technologique de la production d'électricité »¹⁷³³. Dans le cas du stockage d'électricité, cette exigence semble être évidente, dès lors que l'électricité concourt directement au processus technologique qui permet de produire de l'électricité.

932. Il résulte ainsi des éléments qui précèdent que rien ne s'oppose à exonérer les installations de stockage d'électricité au titre de l'article 14, paragraphe 1, sous a), première phrase, de la directive 2003/96/CE. Aujourd'hui, selon un avis du Sénat, les STEP bénéficieraient de cette exonération pour l'électricité qu'elle consomme pour l'utilisation des pompes¹⁷³⁴. Il reste que cette solution n'est pas partagée par la Commission européenne qui considère que le stockage d'électricité est une étape de la distribution de l'électricité¹⁷³⁵. Ainsi, le stockage d'électricité se situerait entre la production et la consommation finale de l'électricité. Toutefois, cette lecture conduit à faire abstraction de la conversion d'énergie qui se manifeste, sur le plan technique, aussi bien à la production d'électricité qu'à son stockage.

¹⁷³⁰ L'électricité n'est pas une énergie primaire. V., en ce sens, « Chiffres clés des énergies renouvelables », *Datalab*, Ministère de la transition énergétique, Edition 2022, Annexe « Définitions et méthodes », *op. cit.*, p. 90 [« énergie primaire » : « énergie non transformée, i.e. tirée de la nature (soleil, fleuves ou vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois). Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. »].

¹⁷³¹ *Ibid.*, point 43.

¹⁷³² V., en ce sens, Conclusions de l'avocat général Mme Evgeni Tanchev, présentées le 22 février 2018, dans l'affaire C-31/17, *Cristal Union contre Ministre de l'Économie et des Finances*, points 9 et 45.

¹⁷³³ CJUE, 9 mars 2023, C-571/21, *RWE Power Aktiengesellschaft contre Hauptzollamt Duisburg*, 31.

¹⁷³⁴ V., en ce sens, Avis présenté au nom de la commission des finances sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 500, article 16, p. 38.

¹⁷³⁵ Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final, pp. 19-20 ; Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, *XY c/ Hauptzollamt B*, points 35-36.

CONCLUSION DU CHAPITRE 2

933. Aborder la question du stockage d'électricité du point de vue fiscal commandait de s'intéresser à la fiscalité applicable à la fois à l'installation et à l'activité de stockage elle-même. Les précédents développements ont pu montrer que l'évolution récente du stockage d'électricité remet en question les normes fiscales traditionnellement associées au secteur de l'électricité, car le stockage n'est ni considéré comme un actif de production ni comme un actif de consommation d'électricité, comme cela était longtemps envisagé par la doctrine fiscale.

934. Aujourd'hui, le législateur et l'administration fiscale sont confrontés à la nécessité de revoir leur interprétation des règles juridiques existantes et de les renforcer pour les adapter aux nouvelles technologies de stockage d'électricité.

935. Bien que les installations de stockage d'électricité ne soient pas actuellement soumises à l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (« IFER »), il en va différemment pour les stations de transfert d'énergie par pompage fonctionnant en circuit fermé. L'administration fiscale justifie cette imposition en considérant que ces installations relèvent de la composante relative aux centrales de production d'énergie électrique d'origine hydraulique pour l'IFER. Cette situation crée une disparité de traitement avec les autres technologies de stockage qui ne sont pas soumises à cette imposition, ce qui complique encore davantage la situation des STEP qui rencontrent déjà des problèmes de rentabilité. Trois solutions ont été proposées pour en atténuer les effets, en particulier celles fonctionnant en circuit fermé : assujettir à l'IFER l'ensemble des installations de stockage d'électricité, quelle que soit la technologie utilisée, exclure du champ de l'IFER les stations de transfert d'énergie par pompage fonctionnant en circuit fermé ou permettre aux collectivités territoriales et aux établissements publics de coopération intercommunale de décider par délibération d'exonérer les stations de transfert d'énergie par pompage de l'IFER. Bien que la deuxième option soit en accord avec les dispositions légales en vigueur, la troisième semble être la solution la plus réaliste à envisager, eu égard aux difficultés liées à la fiscalité locale que rencontrent les élus locaux depuis la suppression de la taxe d'habitation en 2022.

936. Ajoutons à cela qu'il a été observé qu'en l'absence de dispositions spécifiques dans la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, les opérateurs de stockage d'électricité ont été, et le sont encore, considérés par les États membres comme des utilisateurs finals lorsqu'ils prélèvent de l'électricité du réseau pour charger leur installation de stockage. Cependant, cette électricité n'est pas utilisée de manière définitive, car elle est réinjectée dans le réseau après la phase de stockage, ce qui entraîne une double imposition de

l'électricité lorsqu'elle est prélevée par le consommateur final, c'est-à-dire celui qui la consomme effectivement. Cette situation, qui va à l'encontre de la directive 2003/96/CE, a un impact négatif et significatif sur les investissements et l'utilisation du stockage en Europe. Pour atténuer les effets de cette double imposition, deux solutions ont été envisagées. La première implique la révision de la directive 2003/96/CE afin d'exclure de la taxation la fourniture d'électricité destinée à charger les installations de stockage. Bien que la Commission européenne ait déjà engagé cette révision et apporté des améliorations dans cette direction, les circonstances politiques et économiques actuelles sont susceptibles de retarder le processus de révision. Partant, la deuxième solution propose d'ajuster le traitement fiscal au niveau national. La solution la plus simple serait de considérer que l'électricité prélevée du réseau en vue d'être convertie en une autre forme d'énergie n'est pas consommée de manière finale, étant donné qu'elle peut être restituée ultérieurement. Cela reviendrait en quelque sorte à reconnaître les spécificités du stockage d'électricité. Alternativement, il serait toujours envisageable d'exonérer la fourniture d'électricité destinée à charger les installations de stockage en vertu des dispositions de la directive 2003/96/CE actuellement en vigueur.

CONCLUSION DU TITRE 2

937. Pour favoriser le développement du stockage d'électricité, les pouvoirs publics peuvent intervenir sur deux fronts.

938. Le premier consiste à renforcer la participation des moyens de stockage aux marchés de l'électricité. Les revenus des opérateurs de stockage dépendent largement de leur participation à ces marchés. Pour favoriser efficacement le développement du stockage d'électricité, il est donc crucial que les règles régissant l'accès à ces marchés soient équitables, transparentes et qu'elles ne discriminent pas les opérateurs de stockage par rapport aux autres acteurs du marché. En théorie, les règles opérationnelles et techniques établies pour les marchés d'équilibrage, conformément aux codes de réseau européens, sont inadaptées au stockage d'électricité. Néanmoins, en pratique, la participation des dispositifs de stockage est déjà autorisée, grâce à l'adaptation progressive des règles des marchés nationaux par les gestionnaires de réseaux. Afin de lever les derniers obstacles qui pourraient encore entraver, bien que de manière limitée, l'accès du stockage à ces marchés, il devient nécessaire d'accélérer la révision des codes de réseau établissant les règles de participation aux marchés d'équilibrage, pour les aligner sur nouveaux principes du marché intérieur de l'électricité, qui désormais encouragent la participation du stockage aux marchés de l'électricité. À l'exception de quelques éventuelles clarifications nécessaires pour garantir la sécurité juridique des projets de stockage, la participation des opérateurs de stockage aux marchés de gros de l'électricité et au marché de la capacité reste, dans l'ensemble, adaptée.

939. Le second consiste à mobiliser les outils fiscaux pour encourager le stockage d'électricité. Une première difficulté à laquelle font face les opérateurs de stockage concerne la double imposition de l'électricité stockée. Jusqu'à présent, les opérateurs de stockage sont considérés, dans la plupart des États membres, dont la France, comme des utilisateurs finals, lorsqu'ils prélèvent de l'électricité du réseau pour charger leur installation de stockage. Cela entraîne une double imposition de l'électricité lorsque le consommateur final (*i.e.* l'utilisateur en aval de la chaîne) la prélève pour une utilisation effective. Cette situation, contraire à l'économie de la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, a un impact négatif et significatif sur les investissements et l'utilisation du stockage en Europe. Pour mettre fin à cette situation fiscale défavorable, la Commission européenne envisage, dans le cadre de la révision de la directive 2003/96/CE, de considérer les opérateurs de stockage comme des « redistributeurs » au sens de la présente directive, éliminant ainsi toute double imposition. Cependant, cette proposition demeure facultative pour les États membres et n'est en aucun cas contraignante. Par ailleurs, les travaux parlementaires sont actuellement à l'arrêt en raison du contexte politique et économique, ce qui entrave toute perspective d'évolution à court terme.

Pour surmonter ce problème, il nous a semblé pertinent d'exonérer la fourniture d'électricité destinée à charger les installations de stockage ou, plus simplement, d'encourager les pouvoirs publics à reconnaître pleinement les caractéristiques du stockage d'électricité. Une seconde difficulté, spécifique à la France, concerne l'assujettissement des stations de transfert d'énergie par pompage « pures » à l'IFER. Cette inégalité de traitement crée une discrimination injuste envers ces installations, puisque les autres technologies de stockage n'y sont pas assujetties. Il pourrait alors être envisagé de mettre fin à cette situation, en permettant, par exemple, aux collectivités territoriales et aux établissements publics de coopération intercommunale de décider, par délibération, d'exonérer les stations de transfert d'énergie par pompage de l'IFER.

940. Ces mesures, complétées par un soutien politique et éventuellement financier, pourraient ainsi contribuer à renforcer le développement du stockage d'électricité en France et en Europe.

CONCLUSION GÉNÉRALE

941. La volonté d'intégrer le stockage d'électricité dans la politique énergétique ne s'est réellement concrétisée qu'au lendemain de la signature de l'Accord de Paris de 2015. Consciente que la transition énergétique nécessiterait inévitablement des moyens de stockage d'électricité, la Commission européenne a entrepris d'intégrer ce moyen de flexibilité dans le quatrième « paquet » énergie, lequel avait pour ambition de « *parvenir au premier rang mondial dans le domaine des énergies renouvelables*¹⁷³⁶ », en alignement avec les objectifs de l'Accord de Paris. Cette prise en compte s'est matérialisée par l'introduction de plusieurs dispositions à l'égard du stockage dans les différents textes du quatrième « paquet » énergie, attestant pleinement l'importance du stockage d'électricité. Les concepts de stockage d'énergie ainsi que les notions gravitationnelles ont été définis et le stockage a été intégré de manière exhaustive dans les règles régissant le marché intérieur de l'électricité. Tous ces éléments ont par la suite été progressivement transposés en droit interne.

942. Il est cependant difficile de prétendre que le cadre juridique actuel soit pleinement adapté au bon développement du stockage d'électricité en Europe et en France. En dépit des avancées législatives et réglementaires en ce sens, plusieurs dispositions, principes et règles sont, en tout ou partie, inadaptés aux spécificités du stockage d'électricité. Les défis ne sont pas minces, avec pour premier d'entre eux, celui d'intégrer dans une réglementation conçue autour de la production, de la consommation et des réseaux, une technologie qui, bien qu'elle s'y apparente, n'est ni un actif de production, ni un actif de consommation d'électricité.

943. Cette étude avait pour objectif de présenter et évaluer le cadre juridique existant applicable au stockage d'électricité et d'avancer des propositions d'amélioration pour encourager le développement de cette technologie. Les prochains développements se consacreront à rappeler justement les solutions qui ont été envisagées.

944. Au cours de notre recherche, nous avons identifié l'importance de clarifier le concept du stockage d'électricité. L'identification d'un concept est fondamentale, non seulement pour se saisir des contours de l'objet étudié, mais aussi pour en saisir les spécificités, afin de garantir une intégration juridique juste. Le manque de clarté à ce sujet incite à préciser la structure et le sens de la définition du « stockage d'énergie » figurant à l'article 2 de la directive 2019/944, qui suscite aujourd'hui différentes interprétations. L'identification du stockage d'électricité pourrait également être améliorée en harmonisant les termes qui s'y réfèrent et en distinguant plus nettement le « stockage d'énergie » du « stockage d'électricité ».

¹⁷³⁶ Une énergie propre pour tous les Européens, Commission européenne, 30 novembre 2016, COM(2016) 860 final.

Il a par ailleurs été proposé de définir l'opérateur de stockage d'électricité qui, jusqu'à présent, n'a pas encore fait l'objet d'une définition juridique.

945. D'un point de vue plus pragmatique, les défis auxquels le stockage est confronté sont principalement associés à son intégration aux réseaux.

Eu égard à leur fonctionnement, les installations de stockage sont perçues, du point de vue du réseau, comme des installations de production ou des sites de consommation, selon qu'elles injectent ou soutirent de l'électricité vers ou depuis le réseau. Cette dualité peut entraîner des difficultés administratives et financières pour les opérateurs de stockage, ces derniers étant amenés par exemple à respecter les procédures de raccordement applicables aux installations de production et aux sites de consommation. Ce fonctionnement bidirectionnel les conduit également à s'acquitter des redevances de réseau associées à ces deux catégories d'installations lorsqu'ils injectent et soutirent de l'électricité. Pour en limiter les effets, plusieurs mesures ont pu être avancées dans notre étude. Pour faciliter l'intégration des installations dans les réseaux, nous recommandons ainsi d'adapter le cadre juridique applicable aux procédures de raccordement en mettant à jour les exigences européennes prévues dans les différents codes de réseau élaborés par la Commission européenne. Dans ce droit-fil, nous recommandons de combler le vide juridique dans le code de l'énergie en incluant explicitement les procédures de raccordement des moyens de stockage d'électricité. Pour favoriser le développement des installations hybrides, il a également été question d'inviter les pouvoirs publics à envisager une dérogation spécifique pour le raccordement indirect des installations de stockage aux réseaux, une pratique déjà autorisée pour les infrastructures de recharge de véhicules électriques. Notre analyse s'est par ailleurs attachée à remettre en question la tarification des réseaux publics d'électricité qui actuellement pénalise les opérateurs de stockage qui s'acquittent, auprès du gestionnaire de réseau concerné, des redevances au titre du soutirage et de l'injection. Cette situation, qui crée une « double charge », affecte le modèle économique de certains projets. À la lumière de notre recherche, nous avons pu démontrer qu'il était possible de créer un tarif *sui generis* au stockage d'électricité.

L'intégration du stockage d'électricité dans les réseaux présente aussi des défis pour les gestionnaires de réseaux. Ces derniers doivent en effet s'assurer que les installations de stockage sont disponibles pour répondre à leurs besoins et que l'utilisation qu'ils en font ne génère pas des perturbations sur le réseau. À l'aune d'un développement important de nouvelles capacités de stockage, la révision de la réglementation applicable, qui exclut aujourd'hui le stockage d'électricité, devient nécessaire. La clarification du rôle des gestionnaires de réseaux dans l'utilisation régulière et dérogatoire des installations de stockage d'électricité est aussi un prérequis pour la bonne intégration du stockage dans les réseaux.

946. Si l'identification du stockage d'électricité et son intégration au réseau sont des conditions *sine qua non* à l'intégration du stockage d'électricité dans le système électrique, il en va de même pour sa prise en considération dans la politique énergétique. Plusieurs mesures

ont pu être envisagées pour renforcer le soutien au stockage d'électricité. Il a ainsi été suggéré de modifier les dispositions de l'article L. 100-4 du code de l'énergie pour qu'elles puissent faire explicitement référence au « stockage d'électricité », et de manière complémentaire, d'ouvrir le champ de la loi de programmation prévue à l'article L. 100-1 A du code de l'énergie à l'ensemble des technologies de stockage. De tels objectifs permettent aussi de justifier la mise en place d'objectifs chiffrés de capacités de stockage d'électricité. De tels objectifs pourraient ainsi être inscrits à l'article L. 100-4 du code de l'énergie, dans la loi de programmation précitée, ainsi que dans la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie prévue au cours de l'année 2024.

Afin d'atteindre ces objectifs, il est essentiel de fournir un soutien adapté pour encourager les opérateurs économiques à investir dans des infrastructures de stockage, ce qui permettra de répondre efficacement aux objectifs fixés par la politique énergétique. Les résultats de notre recherche montrent la nécessité de consolider l'appel d'offres destiné au développement du stockage d'électricité en métropole. Une voie à explorer serait d'améliorer le rôle de la CRE dans le processus et de préciser davantage le champ d'application de ce dispositif de soutien. L'évolution du cadre régissant les garanties d'origine pourrait également être envisagée afin de promouvoir l'utilisation du stockage d'électricité. Enfin, l'étude a préconisé la mise en place d'un dispositif de soutien visant à encourager l'acquisition de dispositifs de stockage diffus pour les propriétaires de panneaux solaires engagés dans l'autoconsommation. Ce dispositif de soutien pourrait se traduire par l'octroi d'une prime à l'investissement.

Ces propositions contribueraient à stimuler la filière du stockage d'électricité, qui est actuellement confronté à des besoins importants en capitaux, des taux d'intérêt élevés, ainsi qu'à une augmentation des coûts des matériaux due à l'inflation.

947. Cependant, avant de mettre en œuvre des mesures de soutien, qui peuvent avoir un coût important pour la collectivité, nous estimons qu'il est essentiel d'assurer une intégration efficace du stockage d'électricité dans les marchés de l'électricité, d'où proviennent les revenus des opérateurs de stockage.

S'agissant de la participation du stockage d'électricité aux marchés de gros, l'étude a mis en lumière la nécessité de distinguer l'achat d'électricité en vue de la revente après une période de stockage de l'achat pour revente, tel que défini à l'article L. 333-1 du code de l'énergie. À cela, l'étude a démontré la nécessité de clarifier la réglementation prudentielle du secteur de l'énergie. À cet égard, des directives plus précises sur la prise en compte du stockage dans le règlement n° 1227/2011 pourraient être élaborées par l'ACER. Il serait également judicieux d'envisager une nouvelle rédaction du règlement d'exécution n° 1348/2014 en raison de l'incertitude quant à son application au stockage d'électricité.

S'agissant de la participation du stockage d'électricité aux marchés d'équilibrage, l'étude a mis en évidence la nécessité de réviser les textes qui établissent les règles de fonctionnement et de participation des marchés d'équilibrage. Actuellement, ces textes excluent le stockage d'électricité de leur champ d'application, alors que les nouvelles règles du marché intérieur de

l'électricité exigent que les marchés d'équilibrage permettent sa participation. De plus, il a été proposé d'introduire un critère environnemental sur ces marchés pour encourager la substitution d'une partie des installations de production thermique fonctionnant à partir de combustibles fossiles, par de nouveaux moyens de flexibilité, tels que le stockage d'électricité, qui n'émettent peu ou pas d'émissions de gaz à effet de serre. Nous avons enfin invité le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et les pouvoirs publics à finaliser les modifications des règles de participation des marchés nationaux pour les adapter au stockage d'électricité. Bien que des progrès aient été réalisés dans la bonne direction, ces règles présentent encore quelques pierres d'achoppement.

S'agissant enfin de la participation du stockage d'électricité au mécanisme de capacité, notre analyse a démontré que, dans l'ensemble, les règles de participation et de fonctionnement étaient appropriées pour le stockage d'électricité. Il a toutefois été question d'inviter le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à modifier les règles du mécanisme de capacité afin de ne plus les restreindre aux batteries et aux stations de transfert d'énergie par pompage, mais de les ouvrir à l'ensemble des technologies de stockage.

948. Dans le prolongement de ces dernières remarques, l'on ne pourrait contester l'importance de mobiliser l'outil fiscal pour encourager le développement du stockage d'électricité.

En raison du traitement réservé aux stations de transfert d'énergie par pompage, qui sont les seules installations de stockage à être soumises à l'IFER, il serait approprié d'autoriser les collectivités territoriales et les établissements publics de coopération intercommunale à les exonérer de cette imposition. Cependant, il convient de noter que, du point de vue juridique, une exclusion des stations de transfert d'énergie par pompage serait la solution la plus pertinente.

L'étude s'est également montrée critique à l'égard du traitement fiscal réservé à l'électricité stockée. Aujourd'hui, l'électricité qui a été stockée est imposée à deux reprises : une première fois lorsqu'elle est soutirée par l'installation de stockage pour être stockée, une seconde fois lorsqu'elle est soutirée par le consommateur final d'électricité. Cette situation défavorable aux projets de stockage découle de l'absence de dispositions spécifiques dans la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité à l'égard du stockage, qui implique des interprétations divergentes entre États membres. Notre étude a suggéré deux solutions alternatives : la première impliquerait la révision de la directive 2003/96/CE pour exclure de la taxation la fourniture d'électricité destinée à charger les installations de stockage, tandis que la seconde consisterait à considérer que l'électricité prélevée du réseau en vue d'être convertie en une autre forme d'énergie n'est pas consommée de manière définitive, étant donné qu'elle peut être restituée ultérieurement.

949. L'intégration du stockage d'électricité dans la législation applicable au secteur de l'électricité nécessite une compréhension approfondie de ses caractéristiques et du fonctionnement des différentes technologies de stockage. Cela représente un défi puisque le stockage d'électricité ne se classe ni comme un actif de production ni comme un actif de consommation. Cette réalité remet en question l'équilibre juridique existant et souligne les difficultés d'adapter la législation applicable au secteur de l'électricité, qui s'est élaborée autour de la production, de la consommation et des réseaux. Dans cette perspective, les institutions devraient accorder une attention particulière aux spécificités du stockage d'électricité et s'efforcer d'encourager la neutralité technologique autant que possible.

950. Bien qu'elle ait pour vocation d'être aussi complète que possible, différentes problématiques liées à notre étude n'ont pu être totalement exploitées. La présente thèse invite donc à poursuivre les réflexions sur de nouvelles perspectives de recherche.

La première tient au régime juridique des stations de transfert d'énergie. La programmation pluriannuelle de l'énergie de 2019 a fixé comme objectif d'augmenter de 1,5 GW les capacités de stations de transfert d'énergie par pompage d'ici 2035. Le Gouvernement souhaite que ces nouvelles capacités de stockage soient construites sur les sites des ouvrages hydrauliques existants. Cependant, cette approche est fortement critiquée par les parties prenantes et les institutions. Pour les exploitants dont les concessions ne sont pas encore échues, il n'est pas dans leur intérêt de construire sur leur site un tel ouvrage. Cet ajout entraînerait effectivement une modification substantielle et, par conséquent, une nouvelle mise en concurrence de leur installation, qui n'aurait pas encore été rentabilisée. Cette situation pourrait entraîner la perte de leur concession lors de la prochaine procédure d'appel d'offres, et au demeurant, conduire l'État à lui verser des indemnités. À ce propos, il est fort probable que l'État cherchera à compenser cette perte en imposant au nouveau concessionnaire des redevances élevées, ce qui incitera ce dernier à demander un soutien financier important en échange. Malgré la mise en place par l'État d'une solution temporaire via le régime des « délais glissants¹⁷³⁷ », cette approche ne satisfaisait ni les concessionnaires, qui sont contraints de payer une nouvelle redevance¹⁷³⁸, ni l'État, qui a déjà été mis en demeure à plusieurs reprises¹⁷³⁹ concernant la prolongation des concessions hydrauliques.

La deuxième tient au régime juridique des moyens de stockage d'électricité à partir d'hydrogène. Ce domaine fait actuellement l'objet d'une réforme importante au niveau européen, avec un projet de directive visant à établir des règles communes sur le stockage d'hydrogène. Cette réforme soulève des questions sur l'accès des tiers aux installations de

¹⁷³⁷ V., en ce sens, C. énergie, article L. 521-16.

¹⁷³⁸ V., en ce sens, C. énergie, article L. 523-3.

¹⁷³⁹ Mise en demeure de la Commission européenne du 22 octobre 2015 relative aux concessions hydroélectriques en France ; Mise en demeure de la Commission européenne du 7 mars 2019 relative aux concessions hydroélectriques en France.

stockage, mais encore sur l'accès aux informations commercialement sensibles, qui revêtent une importance stratégique pour les opérateurs de la chaîne d'approvisionnement en hydrogène.

951. Une autre direction nous paraît fondamentale dans le cadre de futures réflexions. Autant que faire se peut, notre étude s'est très peu penchée sur les problématiques liées à la sécurisation de l'approvisionnement des matières premières et celles liées à l'environnement.

L'Union européenne est confrontée à des défis majeurs en ce qui concerne l'approvisionnement en matières premières¹⁷⁴⁰, un obstacle significatif à la production de batteries dans l'Union. Cette situation soulève inévitablement des questions géopolitiques et juridiques complexes, parfois controversées, notamment sur l'extraction de métaux et terres rares sur le territoire européen. Pour résoudre en partie ce défi, l'Union européenne a renforcé, par l'adoption du règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries, les mesures de réutilisation, de réaffectation et de recyclage des batteries. De plus, deux projets de règlements en cours de négociation visent à renforcer l'approvisionnement en matières premières critiques¹⁷⁴¹, notamment celles directement liées aux batteries¹⁷⁴².

Par ailleurs, les installations de stockage d'électricité, en particulier celles de grande envergure, soulèvent des préoccupations environnementales majeures en raison des risques, tels que des explosions, des incendies, des inondations ou plus généralement des risques sur l'environnement. Il est donc impératif de consacrer une attention particulière à l'identification des outils juridiques existants pour garantir la protection de l'environnement et de la santé humaine, tout en encourageant le développement de ces installations nécessaires à la transition énergétique.

952. *In fine*, nous avons cherché à mener une étude juridique approfondie sur le stockage d'électricité, pour y identifier les différentes lacunes et les perspectives d'évolutions. La construction d'un cadre juridique adapté au stockage d'électricité peut s'avérer être un processus complexe et sinueux. Mais nous sommes convaincus de la faisabilité d'un tel cadre et nous avons tenté de fournir des éléments de réponse. Nous espérons que notre contribution

¹⁷⁴⁰ V., en ce sens, La politique industrielle de l'UE en matière de batteries : Un nouvel élan stratégique est nécessaire, Cour des comptes européennes, 2023, *op. cit.*

¹⁷⁴¹ Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» (règlement pour une industrie «zéro net»), Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 161 final ; Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques et modifiant les règlements (UE) n° 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 et (UE) 2019/1020, 16 mars 2023, COM(2023) 160 final.

¹⁷⁴² Annexes de la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» (règlement pour une industrie «zéro net»), Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 161 final, Annexe.

offrira aux acteurs institutionnels, aux opérateurs économiques et aux universitaires des informations utiles pour appréhender ce domaine d'un point de vue inédit, celui du droit.

TABLE DES ANNEXES

ANNEXE 1 – TABLEAUX ET FIGURES

Tableau 1 – Les principales STEP en France

STEP	Année de construction	Date d'échéance de concession	Puissance (MW)
La Coche (Savoie)	1977	2051	320
Cheylas (Isère)	1980	2054	490
Super Bissorte (Savoie)	1987	2014	720
Revin (Ardennes)	1976	<i>autorisation</i>	720
Montézic (Aveyron)	1982	2035	920
Grand Maisons (Isère)	1987	2060	1 690

Sources : ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, UniverSciences, 2^e édition, Septembre 2013, 240 p., point 2.2.3., p. 86 ; EDF

Tableau 2 – Les projets d'intérêt commun (« PIC ») en matière de stockage

PIC	Technologie de stockage	État concerné	Lien vers la fiche technique
Hydroelectric Power Station Silvermines	STEP	Irlande	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_2.29.pdf
Green Hydrogen Hub Compressed Air Storage	Hydrogène et air comprimé	Danemark	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_1.21.pdf
Hydro-pumped electricity storage	STEP	Estonie	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_4.6.pdf
Hydro-pumped electricity storage in Amfilochia	STEP	Grèce	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_3.24.pdf
Hydro-pumped electricity storage Riedl	STP	Allemagne	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_2.30.pdf
Capacity increase of hydro-pumped electricity storage in Kaunertal, Tyrol	STEP	Autriche	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_2.18.pdf
Purifying – Pumped Hydroelectric Energy Storage Velilla del Río Carrión	STEP	Espagne	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_2.28.5.pdf
Hydro-pumped electricity storage Navaleo	STEP	Espagne	https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_2.28.2.pdf

Tableau 3 – Exemples de projets de stockage soutenus dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir

Projet	Lien vers la fiche technique
I-REVE (Ilots de recharge pour véhicule électrique utilisant les ENR et un stockage piloté)	https://librairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/6202-i-reve-ilots-de-recharge-pour-vehicule-electrique-utilisant-les-enr-et-un-stockage-pilote.html
HIT Battery (développer un packs batteries se rechargeant en moins de 10 minutes grâce à une meilleur maitrise des évènements thermiques)	https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/4070-hit-battery.html
ERCTEEL (Systeme de stockage d'énergie autonomes et rechargeable à base Supercapacité / batterie / convertisseur)	https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/620-ercteel.html
SBHBT (Système batterie hybride basse tension. Développement d'une batterie 48V Sodium-Ion de haute puissance)	https://librairie.ademe.fr/mobilite-et-transport/5277-sbhbt.html
POWERBAT (TIAMAT - Projet POWERBAT : Développement de batteries à charge ultra-rapide grâce au sodium-ion)	https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/1279-powerbat.html

**Tableau 4 - Exemple montrant une subvention équivalente entre les trois projets :
accumulateur de 6kW avec un volume d'investissement de 9.000 euros**

Exemple	Montant de la subvention	% du montant de l'investissement
1	1.800 euros	20%
2	1.800 euros	20%
3	1.800 euros	20%

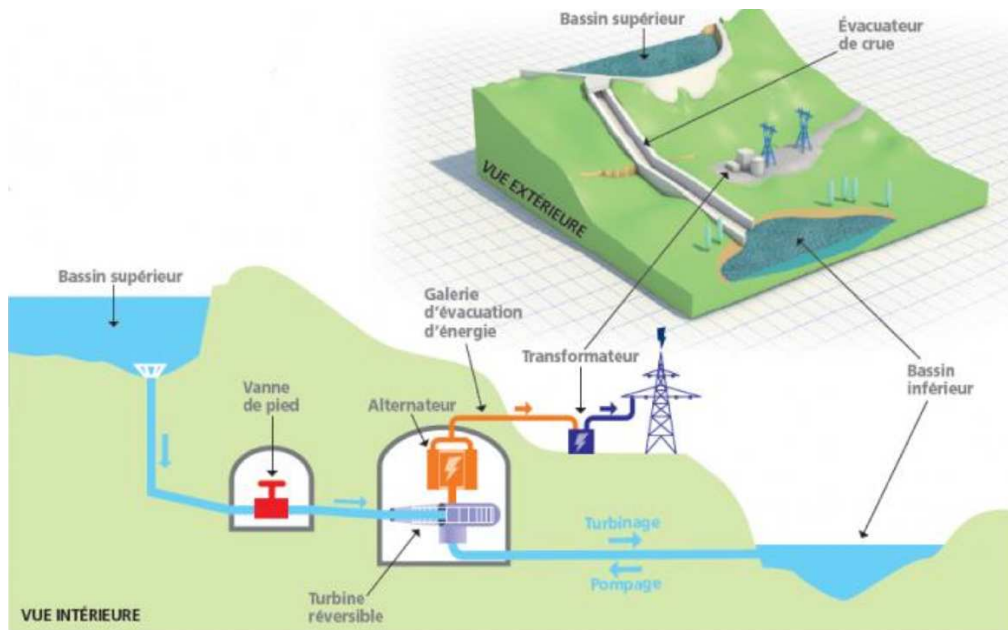
Tableau 5 - Possibilités de valorisation pour le stockage en énergie

Confidentiel

Tableau 6 - Possibilité de valorisation pour le stockage en capacité

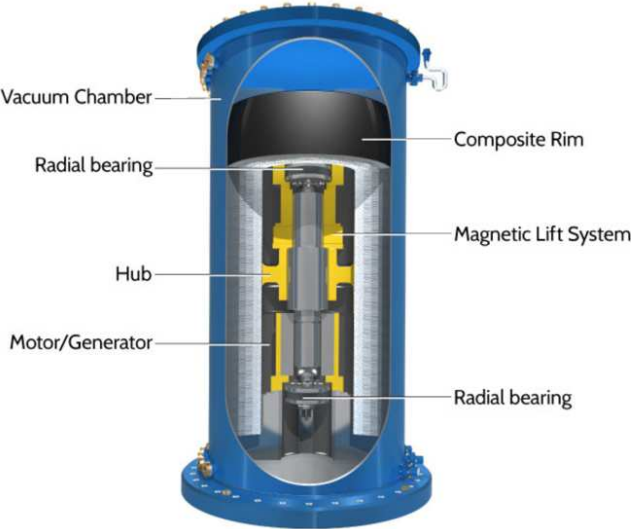
Confidentiel

Figure 1 – Le fonctionnement d'une STEP



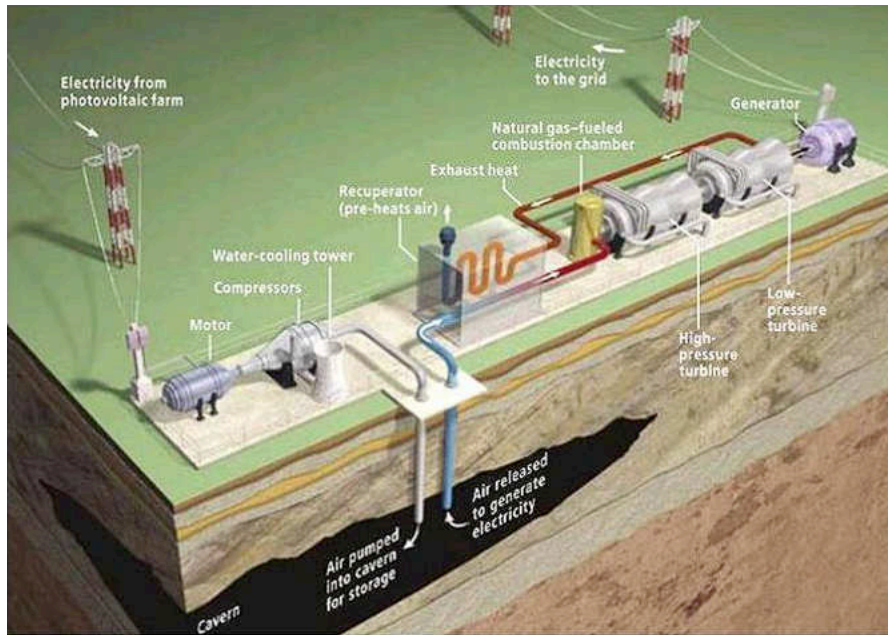
Source : EDF, in Consultation sur la forme que prendrait un soutien public au développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), DGEC, 3 mars 2023, 6 p., p.1.

Figure 2 – Représentation d'un volant d'inertie



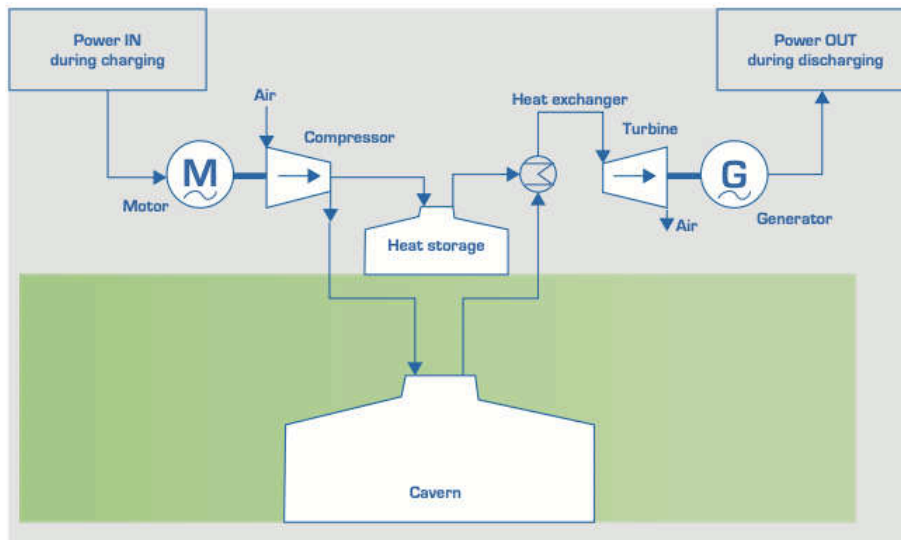
Source : Beacon Power

Figure 3 – Représentation d'un stockage par air comprimé classique



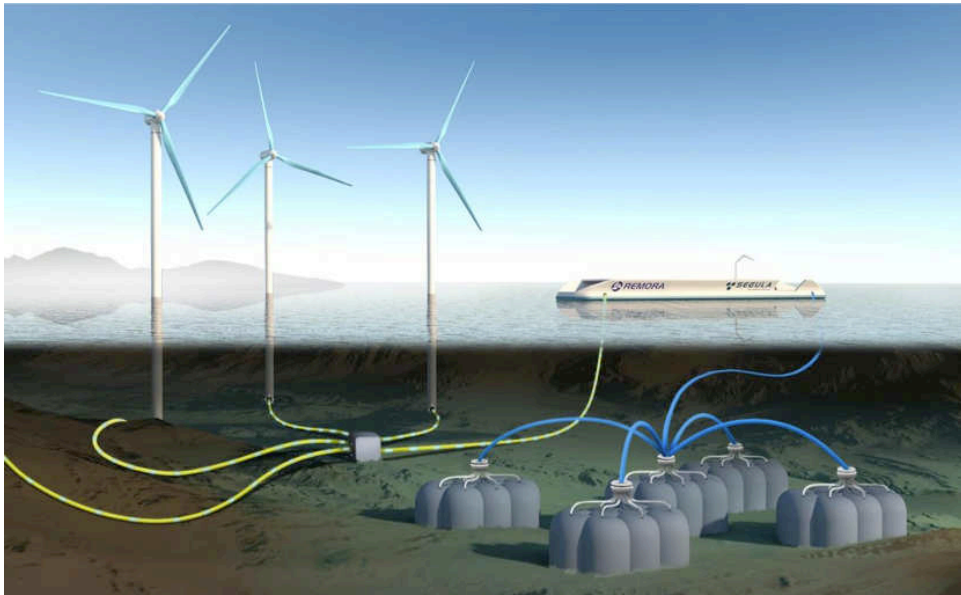
Source : CTCN

Figure 4 – Représentation d'un stockage par air comprimé adiabatique



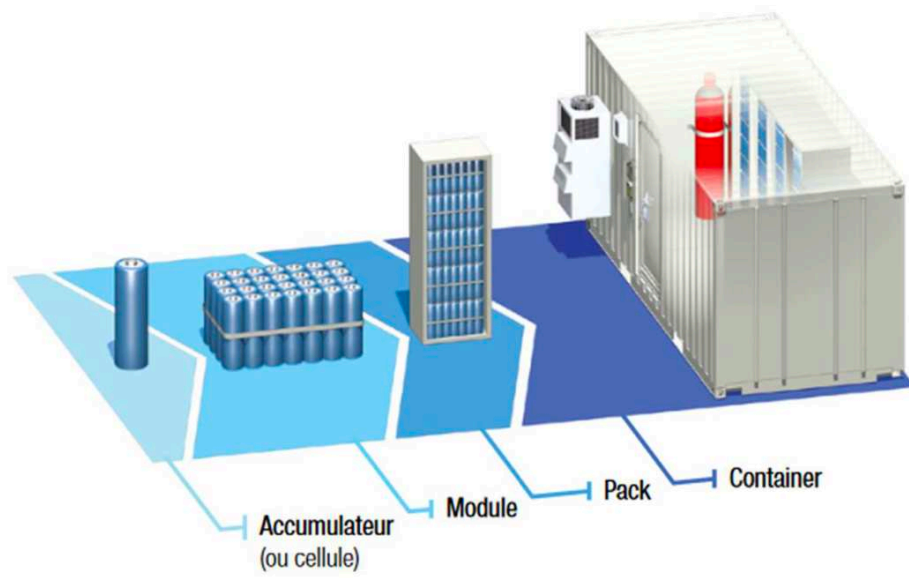
Source : EASE

Figure 5 – Représentation d'un stockage par air comprimé sous-marin



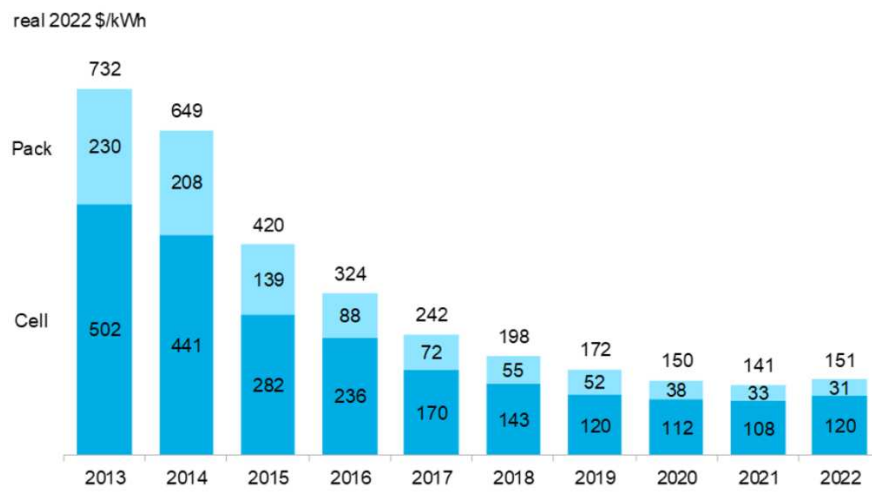
Source : Segula technologies

Figure 6 – Représentation d'une batterie stationnaire



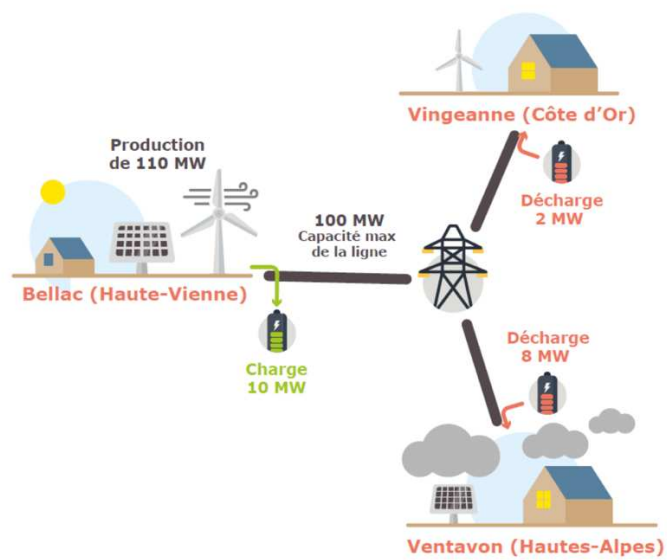
Source : INRS

Figure 7 – Prix moyens des batteries au lithium-ion entre 2013 à 2022



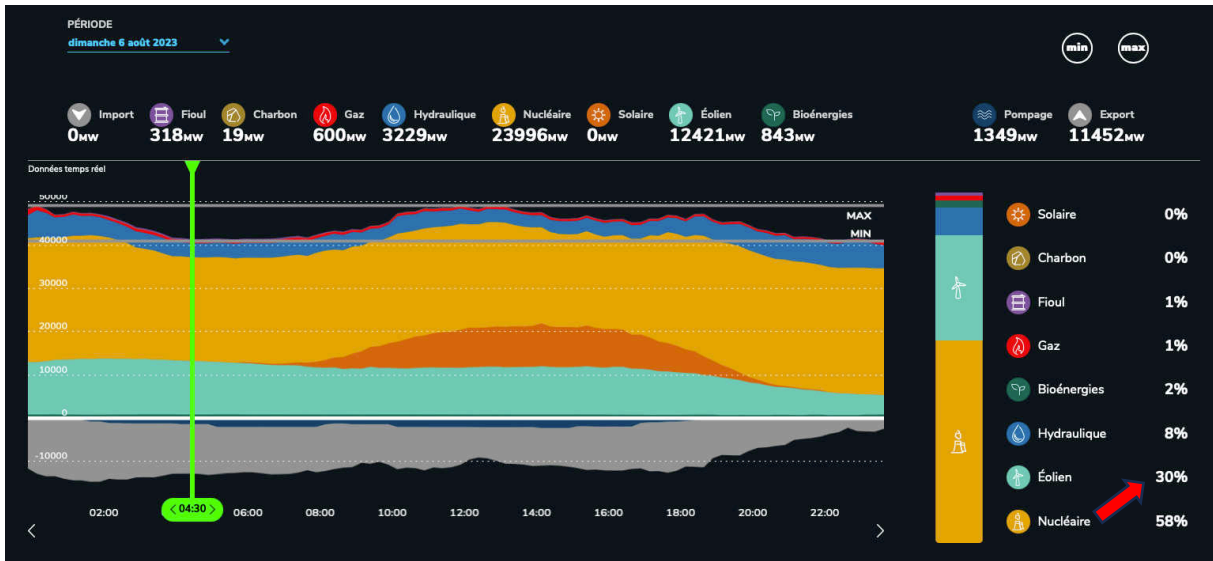
Source : BloombergNEF

Figure 8 – Projet RINGO mené par RTE



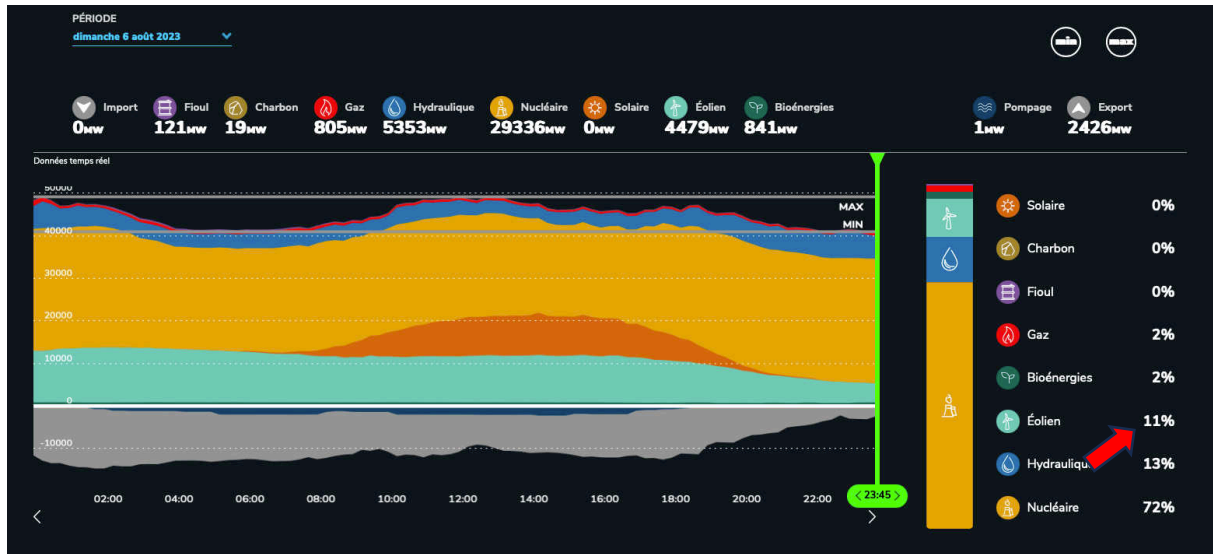
Source : RTE

Figure 9 – Mix de production au 6 août 2023 (production éolienne)



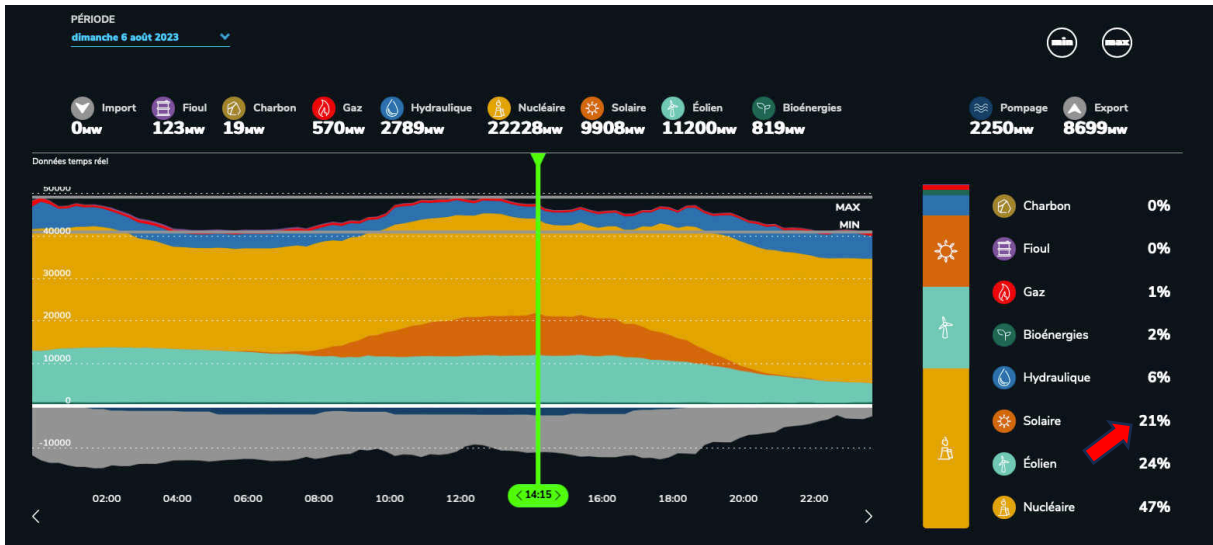
Source : RTE, Eco2mix (figure annotée)

Figure 10 – Mix de production au 6 août 2023 (production éolienne)



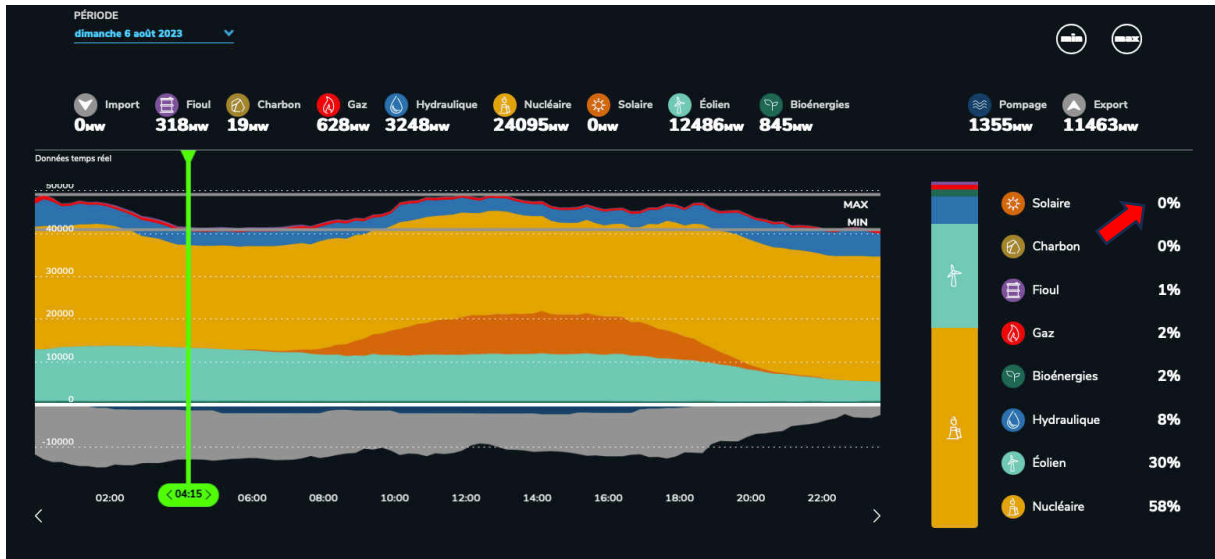
Source : RTE, Eco2mix (figure annotée)

Figure 11 – Mix de production au 6 août 2023 (production solaire)



Source : RTE, Eco2mix (figure annotée)

Figure 12 – Mix de production au 6 août 2023 (production solaire)



Source : RTE, Eco2mix (figure annotée)

ANNEXE 2 [CONFIDENTIELLE]

*

*

*

*

BIBLIOGRAPHIE

I. SOURCES JURIDIQUES

A. Ouvrages généraux, traités et manuels

BERROD (F.), ULLESTAD (A.), La mutation des frontières dans l'espace européen de l'énergie, Larcier, Paradigme 1^{re} édition, 11 janvier 2016, 388 p.

BOITEAU (C.) [Dir.], Collectif, Énergies renouvelables et marché intérieur, Bruylant, Colloques, études et rapports, 13 juin 2014, 448 p.

BOUCQUEY (P.), Nouvelles tendances en droit de l'énergie, Sécurité et flexibilité, Anthemis 1^{re} édition, 27 novembre 2018, 132 p.

CHAPUS (R.), Droit administratif général, LGDJ, Précis Domat, t. 1, 15^e édition, 3 septembre 2001, 1440 p.

Code de l'énergie 2021, Dalloz, Codes Dalloz 8^e édition, 2 juin 2021, 1464 p.

Code de l'énergie - Édition 2021, LexisNexis, Code Bleu 4^e édition, 28 janvier 2021, 2539 p.

LAMOUREUX (M.), Droit de l'énergie, LGDJ, Précis Domat, 2^e édition, 13 septembre 2022, 764 p.

LE BAUT-FERRARESE (B.), MICHALLET (I.), Traité de droit des énergies renouvelables, Le Moniteur, Référence juridique, 2^e édition, 5 décembre 2012, 686 p.

Mémento Fiscal 2022, Francis Lefebvre, Mémentos pratiques, 17 mars 2023, 1817 p.

SABLIÈRE (P.), Droit de l'énergie 2014/2015, Dalloz, Dalloz Action, 20 novembre 2013, 2858 p.

B. Thèses et mémoires

AZEBAZE LABARTHE (D.), Quelle nouvelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ?, L'Harmattan / Logiques Juridiques, Thèse, 28 novembre 2016, 628 p.

GAULMYN (L.), Les mécanismes de soutien à la production de l'électricité de source renouvelable, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2019, 659 p.

C. Articles

1. Revues

BOITEAU (C.) et TERNEYRE (P.), « Existe-t-il un droit de l'énergie ? », *RFDA* 3, 2017, pp. 517-524.

BOITEAU (C.), « Quels impacts du 4e paquet « Énergie propre » sur les mesures de régulation mises en œuvre en France ? », Le paquet « Une énergie propre pour tous les européens » : enfin la transition énergétique ?, *L'Énergie en lumière*, Études, 7 juillet 2020.

BRACONNIER (S.) et NOGUELLOU (R.), « L'affaire Jean Bouin », *RDI* 2011, p. 162.

GRANADOS (J.), « Les réseaux fermés de distribution d'électricité : et si on en (re)parlait ? », *EEI* n°12, Décembre 2021, Étude 21.

MONFRAY (P.), RUBIO (A.-E.), « Où en est-on du cadre juridique du stockage d'électricité en France ? », *Europ'Énergies*, avril 2023, 18 p.

2. Cabinets d'avocats

BARTHELEMY (C.), DEVEDEIX (M.), « Appels d'offres long terme "stockage" », *CMS, Actualités*, 22 octobre 2021.

RUBIO (A.-E.), « Le stockage d'électricité : quels revenus ? », *CMS, Actualités*, 2 juin 2023.

D. Sources législatives et règlementaires

1. Règlements

Règlement n°1099/2008 du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2008 concernant les statistiques de l'énergie.

Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003.

Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

Règlement n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes.

Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat, modifiant les règlements (CE) n° 663/2009 et (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil, les directives 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE et 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil, les directives 2009/119/CE et (UE) 2015/652 du Conseil et abrogeant le règlement (UE) n° 525/2013 du Parlement européen et du Conseil.

Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE.

Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie.

Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Règlement (UE) 2023/1542 du Parlement européen et du Conseil du 12 juillet 2023 relatif aux batteries et aux déchets de batteries, modifiant la directive 2008/98/CE et le règlement (UE) 2019/1020, et abrogeant la directive 2006/66/CE.

2. Directives

Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

Directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil 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 Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE.

Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

Directive 2008/98/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 relative aux déchets et abrogeant certaines directives.

Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

Directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles.

Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE.

Directive 2016/2284 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2016 concernant la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, modifiant la directive 2003/35/CE et abrogeant la directive 2001/81/CE.

Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/Union européenne.

Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui

concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil.

3. Actes délégués et d'exécution

Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport.

Règlement (UE) n° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil.

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 d'exécution (UE) n° 1348/2014 de la Commission du 17 décembre 2014 concernant la déclaration des données en application de l'article 8, paragraphes 2 et 6, du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité.

Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation.

Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

4. Résolutions

Résolution adoptée par les ministres des Affaires étrangères des États membres de la CECA, Messine, 1^{er} au 3 juin 1955.

5. Décisions de la Commission européenne

Décision de la Commission du 28 septembre 1999 concernant l'affaire n° IV/M.1557, *EDF / Louis Dreyfus*.

Décision de la Commission du 26 août 2003 concernant l'affaire n° COMP/M.3210, *EDF / EDF Trading Ltd*.

Décision de la Commission du 23 juillet 2014 concernant le régime d'aide SA.35980, C(2014) 5083 final.

Décision de la Commission du 13 novembre 2015 concernant le régime d'aide SA.39621, C(2015) 7805 final.

Décision de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aide SA.39621, 2015/C, C(2016) 7086 final.

6. Lois

a) Lois nationales

Loi de finances pour 2001 n° 2000-1352 du 30 décembre 2000.

Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

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° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012.

Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014.

Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

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.

Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

Loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets.

Loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022.

Loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables.

b) Lois étrangères

Allemagne

Energiewirtschaftsgesetz 2005.

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021.

Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, 2011.

Stromsteuergesetz vom 24. März 1999.

Belgique

Loi du 13 juillet 2017 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer la flexibilité de la demande et le stockage d'électricité.

Pologne

USTAWA z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

7. Ordonnances

a) Ordonnances nationales

Rapport au Président de la République relatif à l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité.

Ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, et mesures d'adaptation au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Ordonnance n° 2021-1843 du 22 décembre 2021 portant partie législative du code des impositions sur les biens et services et transposant diverses normes du droit de l'Union européenne.

Ordonnance n° 2022-536 du 13 avril 2022 modifiant le modèle minier et les régimes légaux relevant du code minier.

b) Ordonnances étrangères

Allemagne

Stromsteuer-Durchführungsverordnung, vom 31. Mai 2000.

Stromnetzentgeltverordnung, vom 25. Juli 2005.

8. Décrets

Décret n° 81-37 du 20 janvier 1981 fixant la liste des installations et matériels financés par des sociétés agréées mentionnés à l'article 30 de la loi n° 80-531 du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur.

Décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.

Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

Décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif 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.

Décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie.

Décret n° 2016-704 du 30 mai 2016 relatif aux expérimentations de services de flexibilité locaux sur des portions du réseau public de distribution d'électricité.

Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

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.

Décret n° 2018-852 du 4 octobre 2018 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de la Martinique.

Décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 instaurant un plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Décret n° 2021-546 du 4 mai 2021 portant modification du décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures de transposition de la directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

Décret n° 2021-1691 du 17 décembre 2021 relatif à l'obligation de transmission d'une attestation de conformité aux prescriptions mentionnées à l'article R. 311-43 du code de

l'énergie et portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative à la production d'électricité et à la vente de biogaz.

Décret n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles pris en application de l'article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat.

9. Arrêtés

Arrêté du 2 janvier 2008 relatif aux réservoirs fixes manufacturés de gaz inflammables liquéfiés, de capacité unitaire supérieure ou égale à 50 tonnes, présents au sein d'une installation classée pour la protection de l'environnement relevant du régime de l'autorisation au titre de la rubrique n° 4718 de la nomenclature des installations classées, à l'exception des stockages réfrigérés ou cryogéniques.

Arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

Arrêté du 7 juillet 2016 pris en application des articles D. 141-12-5, D. 142-9-2, D. 142-9-3 et D. 142-9-5 du code de l'énergie.

Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

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 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.

Arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel, pris pour l'application de l'article R. 335-76 du code de l'énergie.

Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

Arrêté du 12 février 2021 modifiant l'arrêté du 8 mars 2013 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

Arrêté du 12 juillet 2021 d'application de l'article D. 342-23 du code de l'énergie.

Arrêté du 6 octobre 2021 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 500 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale.

Arrêté du 21 décembre 2021 modifiant les règles du mécanisme de capacité et pris en application des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie.

10. Circulaires

Circulaire modifiant la circulaire n° CPAE1727822C du 19 octobre 2017 relative à l'application des dispositions de l'ordonnance n° 2017-562 du 19 avril 2017 aux professions foraines et circassiennes, Ministère de l'Intérieur, 6 août 2019.

11. Autres

Luxembourg

Règlement grand-ducal du 31 mars 2010 relatif au mécanisme de compensation dans le cadre de l'organisation du marché de l'électricité.

E. Décisions de justice et conclusions

1. Cour de justice de l'Union européenne

CJCE, 10 juillet 1984, C-72/83, *Campus Oil e.a.*

CJCE, 4 juin 2002, C-483/99, *Commission c/ France.*

CJUE, 5 octobre 2004, C-397/01 à C-403/01, *Pfeiffer e.a.*

CJCE, 12 février 2009, C-475/07, *Commission c/ République de Pologne.*

CJUE, 12 février 2009, C-475/07, *Commission c/ République de Pologne*.

CJUE, 11 novembre 2010, C-543/08, *Commission c/ Portugal*.

CJUE, 11 novembre 2010, C-543/08, *Commission c/ Portugal*.

CJUE, 15 octobre 2014, C-65/13, *Parlement européen c/ Commission européenne*.

CJUE, 4 juin 2015, C-5/14, *Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH contre Hauptzollamt Osnabrück*.

CJUE, 16 juillet 2015, C-88/14, *Commission européenne c/ Parlement européen et Conseil de l'Union européenne*.

CJUE, 14 juillet 2016, C-458/14, *Promoimpresa Srl*.

CJUE, 14 juillet 2016, C-67/15, *Mario Melis e.a.*

CJUE, 7 septembre 2016, C 121/15, *ANODE*.

CJUE, 7 septembre 2017, C-465/15, *Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH contre Hauptzollamt Duisburg*.

CJUE, 7 mars 2018, C-31/17, *Cristal Union contre Ministre de l'Économie et des Finances*.

CJUE, 27 juin 2018, C-90/17, *Turbogás – Productora Energética SA contre Autoridade Tributária e Aduaneira*.

CJUE, 29 juillet 2019, C-411/17, *Inter-Environnement Wallonie et Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen*.

CJUE, 22 décembre 2022, C-20/22, *Les Entreprises du Médicament*.

CJUE, 9 mars 2023, C-571/21, *RWE Power Aktiengesellschaft contre Hauptzollamt Duisburg*.

2. Conclusions devant la Cour de justice de l'Union européenne

Conclusions de l'avocat général Mme Evgeni Tanchev, présentées le 22 février 2018, dans l'affaire C-31/17, *Cristal Union contre Ministre de l'Économie et des Finances*.

Conclusions de l'avocat général Mr. Maciej Szpunar, présentées le 12 mai 2021, dans l'affaire C-100/20, *XY c/ Hauptzollamt B*.

3. Tribunal de l'Union européenne

Tribunal UE, 9 septembre 2011, T-12/06, *Deltafina SpA c/ Commission*.

Tribunal UE, 6 octobre 2021, T-238/19, *République fédérale d'Allemagne c/ Commission*.

4. Conseil constitutionnel

Cons. const., 18 juin 2010, n° 2010-5 QPC, *SNC Kimberly Clark*.

5. Tribunal des conflits

T. confl., 30 mars 1992, n° 02694, *Société Le Joli Bois*.

T. confl., 5 juillet 1999, n° 03167, *UGAP*.

T. confl., 13 octobre 2014, n° C3963, *Société AXA France IARD*.

T. confl., 12 février 2018, n° C4109, *SARL The Congress House*.

6. Conseil d'Etat

CE, 31 juillet 1912, n° 30701, *Société des granits porphyroïdes des Vosges*.

CE, 12 décembre 1923, *Peysson*.

CE, 20 octobre 1950, *Sieur Stein*.

CE, 7 mai 1980, n° 05969, *SA les marines de Cogolin*.

CE, 26 juillet 1982, n° 33337, *Ministre de l'environnement et du cadre de vie*.

CE, 28 décembre 2005, n° 266558, *Société Foncicast*.

CE, 31 décembre 2008, n° 307966, *SA La Compagnie du Vent*.

CE, 29 avril 2010, n° 323179, *Beligaud*.

CE, 3 décembre 2010, n^{os} 338272 et 338527, *Ville de Paris et Assoc. Paris Jean-Bouin*.

CE, 12 avril 2013, n° 329570, *FO Énergie et Mines*.

CE, 13 avril 2016, n° 376959, *SCI Sweet Home*.

CE, 6 novembre 2019, n° 431902, *UFC - Que choisir et CLCV*.

CE, 28 septembre 2020, N° 425378, *Enerplan*.

CE, 29 décembre 2021, n° 437594, *Société Joul*.

7. Conclusions devant le Conseil d'Etat

Conclusions du rapporteur public Mme Emilie Bokdam-Tognetti, CE, 25 octobre 2017, N^{os} 397417 et 397420, *Association nationale des producteurs d'électricité d'extrême pointe (ANPEEP)*.

Conclusions du rapporteur public Mme Marie-Astrid De Barmon, CE, 12 octobre 2018, N° 419505, *Société T2S c/ EDF*.

8. Cour de cassation

CCass., 4 septembre 2018, 17-13.015, *Valsophia*.

9. Cours d'appel

CA Paris, Pôle 05 Ch. 7 septembre 2010, N° 2009/22255, *Société Powéo*.

CA Paris, 5-7, 12 janvier 2017, n° 15/15157, *Valsophia*.

CA Paris, 5-7, 15 septembre 2022, n° 21/10311, *Résidence Bien Vivre*.

10. Cours étrangères

BGH, 17 novembre 2009, EnVR 56/08, *Pumpspeicherkraftwerks* [Allemagne].

F) Documents officiels

1. Documents de la Commission européenne

Proposal for a Council Directive restructuring the community framework for the taxation of energy products, Commission of the European Communities, 12 March 1997, COM(97) 30 final.

Le marché intérieur de l'énergie : Des mesures coordonnées en matière de sécurité des approvisionnements énergétiques, Commission européenne, 11 septembre 2002, COM(2002) 488 final.

Proposition de directive du Conseil modifiant la directive 2003/96/CE du Conseil restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, Commission européenne, 13 avril 2011, COM(2011) 169 final.

European SmartGrids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, European Commission, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, 2006, 40 p.

A European Strategic Energy Technology Plan (SET-PLAN) - 'Towards a low carbon future', European Commission, 22 november 2007, COM(2007) 723 final.

Énergies renouvelables : un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, Commission européenne, 6 juin 2012, COM (2012) 271 final.

Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique, Paquet « Union de l'énergie », Commission européenne, 25 février 2015, COM(2015) 80 final.

Lancement du processus de consultation publique sur une nouvelle organisation du marché de l'énergie, Commission européenne, 15 juillet 2015, COM(2015) 340 final.

Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan: Accelerating the European Energy System Transformation, European Commission, 15 September 2015, COM(2015) 6317 final.

Proposed definition and principles for energy storage, European Commission, June 2016.

Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity, European Commission, 30 November 2016, COM(2016) 861 final.

Une énergie propre pour tous les Européens, Commission européenne, 30 novembre 2016, COM(2016) 860 final.

Impact assessment - Accompanying the document Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity, European Commission, SWD(2016) 410 final, 30 November 2016, Part 1/5.

Impact assessment, Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (recast), Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on risk preparedness in the electricity sector, European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 410 final.

Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), European Commission, 23 February 2017, COM(2016) 0864 final.

Proposition de Règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité, Commission européenne, 23 février 2017, COM(2016) 861 final.

L'Europe en mouvement – Une mobilité durable pour l'Europe : sûre, connectée et propre, Annexe, Commission européenne, 17 mai 2018, COM(2018) 293 final.

Europe on the move - Sustainable Mobility for Europe: safe, connected and clean, European Commission, 17 June 2018, COM(2018) 293 final.

Une planète propre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat, Commission européenne, 28 novembre 2018, COM(2018) 773 final.

Towards a more efficient and democratic decision making in EU tax policy, European Commission, 15 January 2019, COM(2019) 8 final.

Rapport sur la mise en œuvre du plan d'action stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique des batteries en Europe, Commission européenne, 9 avril 2019, COM(2019) 176 final.

Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, European Commission, 11 September 2019, SWD(2019) 329 final.

Le pacte vert pour l'Europe, Commission européenne, 11 décembre 2019, COM(2019) 640 final.

Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre, Commission européenne, 8 juillet 2020, COM(2020) 301 final.

Décision d'exécution (UE) 2020/1479 de la Commission du 14 octobre 2020 établissant les listes des priorités pour l'élaboration des codes de réseau et des lignes directrices dans le secteur de l'électricité pour la période 2020-2023 et dans le secteur du gaz en 2020, C/2020/6958.

Ajustement à l'objectif 55 : atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique, Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 550 final.

Proposition de Directive du Conseil restructurant le cadre de l'Union de taxation des produits énergétiques et de l'électricité (refonte), Commission européenne, 14 juillet 2021, COM(2021) 563 final.

Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, European Commission, 14 July 2021, COM(2021) 557 final.

Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour les marchés intérieurs des gaz naturel et renouvelable et de l'hydrogène, Commission européenne, 15 décembre 2021, COM(2021) 803 final.

Lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, Commission européenne, 18 février 2022, 2022/C 80/01.

REPowerEU Plan, European Commission, 18 May 2022, COM(2022) 230 final.

Stratégie de l'UE pour l'énergie solaire, Commission européenne, 18 juin 2022, COM(2022) 221 final.

Transition numérique du système énergétique – Plan d’action de l’UE, Commission européenne, 18 octobre 2022, COM(2022) 552 final.

Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union’s electricity market design, European Commission, 14 March 2023, COM(2023) 148 final.

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques et modifiant les règlements (UE) n° 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 et (UE) 2019/1020, Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 160 final.

Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil relatif à l’établissement d’un cadre de mesures en vue de renforcer l’écosystème européen de la fabrication de produits de technologie «zéro net» (règlement pour une industrie « zéro net »), Commission européenne, 16 mars 2023, COM(2023) 161 final.

2. Documents du Parlement et du Conseil

Report on the proposal for a Council Directive (EC) on Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products (COM(97)0030 - C4-0155/97 - 97/0111(CNS)), European Parliament, Committee on Economic and Monetary Affairs and Industrial Policy, Second report, 30 March 1999.

Energy Storage: Which Market Designs and Regulatory Incentives Are Needed?, Study for the ITRE Committee, European Parliament, 2015, 88 p.

A New Deal for energy consumers, European Parliament, January 2016, 8 p.

Messages from the Presidency on electricity market design and regional cooperation - Presentation by the Presidency, Council of the European Union, 8400/16, 12 May 2016, 6 p.

Report on Towards a New Energy Market Design, European Parliament, ITRE, 2015/2322(INI), 21 June 2016, 22 p.

Electricity ‘Prosumers’, Briefing, European Parliament, November 2016, 10 p.

Report on the proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast), 27 February 2018, Committee on Industry, Research and Energy, (COM(2016)0864 – C8-0495/2016 – 2016/0380(COD)).

Résolution législative du Parlement européen du 26 mars 2019 sur la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte) (COM(2016)0864 – C8-0495/2016 – 2016/0380(COD)), P8_TA-PROV(2019)0226.

Résolution du Parlement européen du 28 novembre 2019 sur l'urgence climatique et environnementale, 2019/2930(RSP).

Draft Council conclusions on the EU energy taxation framework, Council of the European Union, 14608/19, FISC458, 29 November 2019, 5 p.

Rapport sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie, Parlement européen, 10 juillet 2020, 2019/2189(INI).

Résolution du Parlement européen du 10 juillet 2020 sur une approche européenne globale du stockage de l'énergie (2019/2189(INI)).

Amendements du Parlement européen, adoptés le 14 septembre 2022, à la proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil, le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil et la directive 98/70/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD)).

Le Conseil et le Parlement parviennent à un accord provisoire sur la directive relative aux énergies renouvelables, Conseil de l'Union européenne, Communiqué de presse, 249/23, 30 mars 2023.

Revision of the energy taxation directive (ETD), in Legislative Train Schedule, European Parliament, April 2023.

Proposal for a directive European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652 (COM(2021)0557 – C9-0329/2021 – 2021/0218(COD)),

Provisional agreement resulting from interinstitutional negotiations, European Parliament, Committee on Industry, Research and Energy, PE751.617, 16 June 2023, 166 p.

3. Documents du Comité économique et social européen

Avis sur le rapport sur la mise en œuvre du plan d'action stratégique sur les batteries : créer une chaîne de valeur stratégique des batteries en Europe, CESE, TEN/696, Plan d'action stratégique relatif aux batteries, 17 juillet 2019, 10 p.

Avis du Comité économique et social européen sur la révision de la directive sur la taxation de l'énergie (DTE), 19 janvier 2022, ECO/565, 10 p.

4. Documents du Comité européen des régions

Avis du Comité européen des régions « Vers une mise en œuvre socialement équitable du pacte vert », ENVE-VII/022, 149e session plénière des 27, 28 et 29 avril 2022, 42 p.

5. Documents de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Opinion of The Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2014 of 15 April 2014, on the Appropriate Range of Transmission Charges Paid by Electricity Producers, ACER, 20 p.

Décision de l'ACER du 14 novembre 2017 concernant les prix maximum et minimum harmonisés du couplage unique journalier prise en application de l'article 41(1) du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

Storage Expert Group: Final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2019, 34 p.

Storage Expert Group: Phase II final report, Grid Connection European Stakeholder Committee, ACER et ENTSO-E, 2020, 48 p.

ACER Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency, 6th Edition, 22 July 2021, 119 p.

Opinion N° 05/2021 of 19 July 2021 on the electricity national development plans, ACER, 27 August 2021, 50 p.

ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, ACER, April 2022, 78 p.

Questions & Answers on REMIT, ACER, 28th Edition, 16 December 2022.

Framework Guideline on Demand Response, ACER, 20 December 2022, 39 p.

6. Discours du Président de la République française

Déclaration de M. Emmanuel Macron, Président de la République, sur les défis et priorités de la politique gouvernementale à l'issue du Grand débat national, Paris, 25 avril 2019.

Reprendre en main notre destin énergétique !, Discours du Président de la République Française, Belfort, 10 février 2022.

7. Documents du Gouvernement français

Décision du 23 septembre 2005 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 6 octobre 2005, Ministère de l'Économie, des finances et de l'industrie et Ministère chargé de l'industrie.

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, 25 juin 2009, 132 p.

Fonctionnement en suivi de charge, FranceTerme, Ministère de la Culture, 21 décembre 2013

La nouvelle France Industrielle - Présentation des feuilles de route des 34 plans de la nouvelle France industrielle, Gouvernement, 2014, 77 p.

Étude d'impact du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Gouvernement, 29 juillet 2014.

Stratégie nationale bas-carbone, Résumé pour décideurs, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Novembre 2015, 19 p.

Programmation pluriannuelle de l'énergie 2016-2023, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoires, 2016, 598 p.

Plan Climat, Ministère de la transition écologique et solidaire, 6 juillet 2017, 20 p.

Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028, Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019, 400 p.

Stratégie nationale bas-carbone, Ministère de la transition écologique et solidaire, Mars 2020, 192 p.

Lettre de la Ministre de la transition écologique et solidaire à la CRE, Orientations de la politique énergétiques du Gouvernement, 17 juin 2020.

Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, Dossier de presse, 8 septembre 2020, 17 p.

Plan de programmation des ressources minérales de la transition bas carbone, MTE, Décembre 2020, 164 p.

WMF Criticality assessment », Presentation, BRGM, CRU & McKINSEY, in World Materials Forum, 17-19 June 2021, Nancy.

Chiffres clés des énergies renouvelables, Datalab, Ministère de la transition écologique, Edition 2021, Juillet 2021.

Travaux relatifs au nouveau nucléaire, PPE 2019-2028, Rapport, Gouvernement, Février 2022, 73 p.

Les réseaux électriques, Ministère de la Transition écologique et de la Cohésion des territoire et Ministère de la Transition énergétique, 28 mars 2022, Site internet.

Plan de mise en œuvre des autorités françaises, Ministère de la transition écologique, Août 2022, 56 p.

Chiffres clés des énergies renouvelables, Datalab, Ministère de la transition énergétique, Edition 2022, Septembre 2022.

Étude d'impact du projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables, Gouvernement, 23 septembre 2022.

Notre avenir énergétique se décide maintenant, Dossier de concertation sur le mix énergétique, Gouvernement, 20 octobre 2022, 210 p.

Guide 2023 sur la fiscalité des énergies, Ministère de la transition écologique, 2023, 35 p.

Consultation sur la forme que prendrait un soutien public au développement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), Ministère de la transition énergétique, Direction générale de l'énergie et du climat, 3 mars 2023.

8. Documents de l'Assemblée nationale et du Sénat

Projet de loi relatif à la nationalisation de l'électricité et du gaz, Débats, JOAN constituante, 2e séance du 22 mars 1946.

Projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, 9 décembre 1998, n° 1253.

Rapport fait au nom de la commission de la production et des échanges (1) sur le projet de loi (n° 1253), relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, Assemblée nationale, 4 février 1999, n° 1371, Tome I.

Rapport de la Commission des affaires économiques sur le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, Sénat, 29 septembre 1999, n° 502.

Projet de loi d'orientation sur l'énergie, Exposé des motifs, Assemblée nationale, 5 mai 2004, n° 1586.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, de l'environnement, et du territoire sur le projet de loi (n° 1586) d'orientation sur l'énergie, Assemblée nationale, 12 mai 2004, n° 1587.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques et du plan (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après déclaration d'urgence, d'orientation sur l'énergie, Sénat, 2 juin 2004, n° 330.

Rapport fait au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après déclaration d'urgence, relatif au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, Sénat, 30 juin 2004, n° 386.

Rapport d'information fait au nom de la mission commune d'information sur la sécurité d'approvisionnement électrique de la France et les moyens de la préserver, Sénat, 27 juin 2007, n° 357, Tome I.

Rapport fait au nom de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire sur le projet de loi de finances pour 2010 (n° 1946), Tome II, Examen de la première partie du projet de loi de finances, Conditions générales de l'équilibre financier, Volume 2, 14 octobre 2009, n° 1967.

Rapport Sido-Pognant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, Avril 2010.

Projet de loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, Séance du 29 septembre 2010.

Rapport d'information déposé par la commission des affaires européennes sur la révision de la directive 2003/96/CE sur la taxation des produits énergétiques et de l'électricité (E 6212), Assemblée nationale, 15 février 2012, n° 4359.

Rapport fait au nom de la commission d'enquête sur le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques (1), Sénat, 12 juillet 2012, n° 667.

Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Étude d'impact, Assemblée nationale, 29 juillet 2014.

Avis présenté au nom de la commission des finances (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, 21 janvier 2015, n° 236.

Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, Compte rendu intégral des débats, Première lecture, Séance du 18 février 2015.

Rapport fait au nom de la Commission spéciale pour l'examen du projet de loi, après l'engagement de la procédure accélérée, modifiée par le Sénat en première lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (n° 2611), Assemblée nationale, 16 avril 2015, n° 2736.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale en nouvelle lecture, relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, Sénat, 17 juin 2015, n° 529.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques, sur le projet de loi, après engagement de la procédure accélérée, 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 (n° 4122), Assemblée nationale, 9 novembre 2016, n° 4192.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi, adopté par l'Assemblée nationale après engagement de la procédure accélérée, 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, Sénat, 11 janvier 2017, n° 285.

Avis présenté au nom de la Commission des Affaires Économiques sur le projet de loi de finances pour 2019 – TOME VII, Assemblée nationale, 3 octobre 2018, n° 1288.

Projet de loi relatif à l'énergie et au climat, Sénat, Compte rendu intégral, Séance du mercredi 17 juillet 2019.

Proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 25 février 2021, n° 389.

Proposition de résolution tendant à lever les freins réglementaires et administratifs au plein essor de l'hydroélectricité, Sénat, 25 février 2021, n° 390.

Avis présenté au nom de la commission des finances sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 500.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la proposition de loi tendant à inscrire l'hydroélectricité au cœur de la transition énergétique et de la relance économique, Sénat, 31 mars 2021, n° 507.

Rapport d'information fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur la souveraineté économique de la France, Sénat, 6 juillet 2022, n° 755.

Projet de loi adopté par le Sénat relatif à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, 8 novembre 2022, n° 443.

Rapport fait au nom de la commission des affaires économiques (1) sur le projet de loi relatif à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes (procédure accélérée), Sénat, 11 janvier 2023, n° 236.

Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, Assemblée nationale, 30 mars 2023, n° 1028, Tome I.

Proposition de résolution européenne au nom de la commission des affaires européennes, relative aux propositions de règlement du Parlement européen et du Conseil portant réforme du marché de l'électricité de l'Union, Sénat, 1^{er} juin 2023, n° 669.

9. Documents des autorités administratives

a) Autorité de la concurrence

Décision de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-41 du 11 mars 2011 relative à l'acquisition du contrôle exclusif par la société NeoElectra Group de certains actifs de la société SEEM.

Décision de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-118 du 27 juillet 2011 relative à la prise de contrôle conjoint de GEG Énergies Nouvelles et Renouvelables par la CDC et GEG.

Décision de l'Autorité de la concurrence n° 11-DCC-142 du 22 septembre 2011 relative à la prise de contrôle exclusif de la société Poweo par la société Direct Énergie.

Avis de l'Autorité de la concurrence n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.

b) Commission de régulation de l'énergie

Cahier des charges

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, CRE, 24 mars 2017.

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 100 kWc et situées dans les zones non interconnectées, CRE, 10 mai 2017.

Cahier des charges des appels 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, CRE, 15 juillet 2019.

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 – AO PPE2 Autoconsommation, CRE, 5 août 2021.

Cahier des charges des appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées, CRE, Septembre 2022.

Communications

Communication de la CRE relative à la liberté du négoce d'électricité, 6 septembre 2001.

Consultations publiques

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, 12 juin 2012.

Consultation publique du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, CRE, 24 juillet 2015.

Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 », CRE, Réponses non-confidentielles, 5 juin 2019.

Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 », CRE, 5 juin 2019.

Consultation publique n° 2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, CRE, 29 juin 2019.

Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, Lettre de la ministre de la transition écologique et solidaire, 17 juin 2020.

Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité, CRE, 17 juillet 2020.

Consultation publique n°2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), CRE, 14 octobre 2020.

Délibérations

Délibération de la CRE du 28 novembre 2013 portant approbation des Règles Services Système, 6 décembre 2013.

Délibération de la CRE du 13 juillet 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité, 19 juillet 2016.

Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 21 novembre 2016.

Délibération de la CRE du 1^{er} décembre 2016 portant approbation des Règles Services Système fréquence et des Règles Services Système tension, 5 décembre 2016.

Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N°2017-070, 06 avril 2017.

Délibération de la CRE 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, N° 2017-276, 21 décembre 2017.

Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation, N° 2018-027, 21 février 2018.

Délibération de la CRE du 3 mai 2018 portant projet de décision sur la tarification de l'autoconsommation, et projet de modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, 15 mai 2018.

Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, N° 2018-115, 18 juin 2018.

Délibération de la CRE du 12 juillet 2018 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2018-159, 13 juillet 2018.

Délibération de la CRE du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017, N° 2018-207, 10 octobre 2018.

Délibération de la CRE du 25 octobre 2018 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2018-220, 25 octobre 2018.

Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité, N° 2018-284, 21 décembre 2018.

Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 portant orientations sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, N° 2019-274, 19 décembre 2019.

Délibération de la CRE du 12 décembre 2019 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, N° 2019-275, 19 décembre 2019.

Délibération de la CRE du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire et portant décision sur une demande de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N° 2020-072, 6 avril 2020.

Délibération de la CRE du 30 avril 2020 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2020-084, 5 mai 2020.

Délibération de la CRE du 11 juin 2020 portant communication sur le retour d'expérience des démonstrateurs Smart grids, N° 2020-132, 1^{er} juillet 2020.

Délibération de la CRE du 22 juillet 2020 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE 2020, N° 2020-185, 23 juillet 2020.

Délibération de la CRE du 17 décembre 2020 portant avis sur le projet d'ordonnance portant transposition de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE, N° 2020-313, 7 janvier 2021.

Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, N° 2021-22, 26 janvier 2021.

Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, N°2021-23, 26 janvier 2021.

Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB), N° 2021-12, 27 janvier 2021.

Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT), N° 2021-13, 27 janvier 2021.

Délibération de la CRE du 11 mars 2021 portant décision sur l'octroi des dérogations des dossiers soumis à la CRE dans le cadre du premier guichet du dispositif d'expérimentation réglementaire prévu par la loi relative à l'énergie et au climat, N°2021-59, 24 mars 2021.

Délibération de la CRE du 10 juin 2021 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N°2021-165, 25 juin 2021.

Délibération de la CRE du 1^{er} juillet 2021 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, N° 2021-216, 12 juillet 2021.

Délibération de la CRE du 7 avril 2022 portant avis sur le projet de décret fixant les modalités de la procédure d'appel d'offres portant sur le développement de capacités de stockage d'électricité, N° 2022-105, 25 avril 2022.

Délibération de la CRE du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N°2022-188, 6 juillet 2022.

Délibération de la CRE du 30 juin 2022 portant décision de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, N° 2022-188, 6 juillet 2022.

Délibération de la CRE du 28 juillet 2022 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2022-226, 29 juillet 2022.

Délibération de la CRE du 12 janvier 2023 portant communication relative à la méthodologie applicable à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées, N° 2023-13, 26 janvier 2023.

c) Avis et Rapports du Conseil d'Etat

CE, sect. avis, 15 octobre 2002, n° 368.246, *Travaux publics*.

Rapport public de 2003, Conseil d'État.

II. SOURCES NON JURIDIQUES

A. Ouvrages généraux, traités et manuels

BART (J.-B.), BENEFICE (E.), BRINCOURT (T.) et al., *Le stockage de l'électricité : Un défi pour la transition énergétique*, Lavoisier, Paris, 2017, 132 p.

BASTARD (P.), FARGUE (D.), LAURIER (P.) et al., *Électricité : Voyage au cœur du système*, Eyrolles, 1^{re} édition, 1^{er} juillet 1999, 528 p.

BEILLAN (V.), BONO (C.), BOULY DE LESDAIN (S.) et al., *Les systèmes électriques de demain*, Lavoisier, Paris, 2018, 220 p.

GRAND (E.), VEYRENC (T.), *L'Europe de l'électricité et du gaz, Acteurs, marchés, régulations*, Economica, Novembre 2011, 564 p.

MORSEL (H.), BALLADUR (J.), BANAL (M.) et al., *Histoire générale de l'électricité en France. Tome troisième. Une œuvre nationale : l'équipement, la croissance de la demande, le nucléaire (1946-1987)*, Fayard, 1996, Tome III, 1196 p.

ODRU (P.), BADIN (F.), BISCAGLIA (S.) et al., *Le stockage de l'énergie*, Dunod, UniverSciences, 2^e édition, Septembre 2013, 240 p.

B. Thèses et mémoires

CANY (C.), *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*, Thèse, Université Paris-Saclay, 2017, 343 p.

DANIELI (A.), *La « mise en société » du compteur communicant : Innovations, controverses et usages dans les mondes sociaux du compteur d'électricité Linky en France*, Thèse, Université Paris Est, 2018, 589 p.

MAZAURIC (A.-L.), *Démarche innovante de conception de réacteurs nucléaires flexibles capables d'accommoder les forts taux de productions d'électricité variables*, Thèse, Université Grenoble Alpes, 2021, 180 p.

REBENAQUE (O.), *« L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque »*, Thèse, Université Grenoble Alpes, 2016, 171 p.

STRAUB (C.), Gestion des congestions et prise de décision dans les réseaux électriques maillés en utilisant des batteries électriques, Thèse, Université Paris-Saclay, 2021, 139 p.

YU (H. J. J.), Public policies for the development of solar photovoltaic energy and the impacts on dynamics of technology systems and markets, Thèse, Université Paris Dauphine – PSL, 2016, 331 p.

C. Articles

ANGELIER (J.-P.), « Électricité et gaz naturel : du monopole public à la concurrence réglementée. Une perspective historique », *Université Pierre Mendès-France – UFR ESE*, Avril 2005, 36 p.

BEEKER (E.), LAVERGNE (R.), « Le stockage de l'électricité : la solution à l'intégration des EnR intermittentes ? », *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, 2019/1 (N° 93), Éditions Institut Mines-Télécom, pp. 33-40.

BELLINI (B.), NGUYEN THI (C. T.), THOMAS (J.), « Les contraintes que fait peser l'éolien sur la gestion de la charge », *Revue de l'Énergie*, Paris, n° 598, Novembre/Décembre 2010.

BOITEUX (M.), « La vente au coût marginal », *Bulletin ASE*, pages de l'UCS, t. 47, n°24, 1956, p. 1107.

FORRESTER (S.), GALEN (B.), CHANDLER (M.), “Private vs. Public value of U.S. residential battery storage operated for solar self-consumption”, *iScience*, Vol. 25, Issue 8, 19 August 2022.

GARY (C.), « Effet couronne sur les réseaux électriques aériens », *Techniques de l'ingénieur*, Génie électrique, Vol D9, 10 février 1998.

GISSEY (G.C.), DODDS (P.E.), RADCLIFFE (J.), “Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, Part 1, February 2018, pp. 781-790.

HADUSH (S.), MEEUS (L.), “DSO-TSO cooperation issues and solutions for distribution grid congestion management”, *Energy Policy*, 120, September 2018.

HEGGARTY (T.), GAME (D.), PREVOST (T.) et al., Le stockage : un levier de flexibilité parmi d'autres, *La Revue de l'énergie*, n° 640, Septembre-octobre 2018, pp. 29-45.

JAU MOTTE (L. A.), DE COCK (P.), « Aménagements hydroélectriques », Aménagement d'ensemble d'une vallée de montagne, *Techniques de l'ingénieur*, 10 août 1992, B4405 v1.

JOULE (J.P.), “XXXVIII. On the heat evolved by metallic conductors of electricity, and in the cells of a battery during electrolysis”, *Philosophical Magazine Series 3*, vol. 19, n° 124, 1er octobre 1841, p. 260–277.

KARASAVVIDIS (M.), PAPADASKALOPOULOS (D.), STRBAC (G.), “Optimal offering of Energy Storage in Electricity Markets with Loop Blocks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 January 2023.

MARQUET (A.), LEVILLAIN (C.), DAVRIU (A.) et al., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », *Techniques de l'ingénieur*, D4030 V1, (s.d.), 29 p.

MONNOT (E.), REBOURS (Y.), STERPU (S.), « Réglage de la fréquence dans un environnement libéralisé : pratique en France », *Techniques de l'ingénieur*, D4095 V2, 10 novembre 2010, 16 p.

MULTON (B.), AUBRY (J.), HAESSIG (P.) et al., « Systèmes de stockage d'énergie électrique », *Techniques de l'ingénieur*, 10 avril 2013, BE8100V1, 28 p.

NGÔ (C.), « Stockage de l'énergie », *Techniques de l'ingénieur*, 10 juillet 2016.

POUPEAU (F.-M.), « La fabrique d'une solidarité nationale. État et élus ruraux dans l'adoption d'une péréquation des tarifs de l'électricité en France », *RFSP*, 2007/5 (Vol. 57).

RUER (J.), « Le stockage d'électricité à grande échelle », *La Revue de l'énergie*, n°608, Juillet-août 2012, pp. 277-288.

SOUQUE (D.), CHATONNET (L.), MONNOT (E.), « Réglage de tension - Rôles, obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France », *Techniques de l'ingénieur*, 10 novembre 2013, D4096V1, 17 p.

STOFT (S.), “Power System Economics: Designing Markets for Electricity”, *IEEE Press & Wiley- Interscience*, John Wiley & Sons, Inc., New York.

VIOLLET (P.-L.), « Stockage d'énergie par pompage hydraulique : STEP », *Techniques de l'ingénieur*, 10 janvier 2014, BE8582 V1, 15 p.

WYART (P.), BARBEY (J.), « Le réseau de transport d'énergie électrique, un héritage bien géré, un élément essentiel de l'interconnexion européenne », *Revue française de l'énergie*, mars-avril 1971.

ZAKERI (B.), CROSS (S.), DODDS (P.E.) et al. "Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic with battery energy storage", *Applied Energy*, Volume 290, 15 May 2021, 116697, 35 p.

D. Rapports

1. Cour des comptes européenne

Soutien de l'UE au stockage de l'énergie, Cour des comptes européenne, Document d'information, Avril 2019, 53 p.

La politique industrielle de l'UE en matière de batteries - Un nouvel élan stratégique est nécessaire, Cour des comptes européenne, Rapport spécial 15/2023, Juin 2023, 70 p.

2. Cour des comptes

L'organisation des marchés de l'électricité, Cour des comptes, Rapport public thématique, Évaluation de politique publique, 5 juillet 2022, 301 p.

3. Commission de régulation de l'énergie

Rapport annuel de 2002, CRE, 65 p.

Rapport sur la qualité de l'électricité, Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité, CRE, Octobre 2010, 282 p.

Les enjeux associés au développement de l'autoconsommation, Éléments de réflexion, CRE, Juillet 2018, 19 p.

Le stockage d'électricité en France, Document de réflexion et de proposition, CRE, Septembre 2019, 35 p.

GONAND (F.), BOUCAULT (B.), DURAND-VIEL (L.), La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles, Groupe de travail n°2, Comité de prospective de la CRE, Octobre 2019, 78 p.

Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel, Observatoire, 1^{er} trimestre 2022, CRE, 59 p.

Retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents, CRE, Rapport, Mai 2022, 26 p.

Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, Rapport 2021, CRE, Juin 2022.

GLACHANT (J.-M.), MACELA-GOUIN (H.), FERRARI (S.), L'électrification des usages, Groupe de travail 2 du Comité de prospective de la CRE, CRE, Mars 2023, 66 p.

4. Commission européenne

GIMENO-GUTIERREZ (M.), LACAL-ARANTEGUI (R.), Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage: A GIS - based assessment of pumped hydropower storage potential, European Commission, JRC Scientific and Policy Reports, Joint Research Centre, 2013, 74 p.

The future role and challenges of Energy Storage, European Commission, DG ENER, Working Paper, 2013, 36 p.

Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Accompanying the document "Delivering a New Deal for Energy Consumers", European Commission, 15 July 2015, SWD(2015) 141 final.

Evaluation Report, Evaluation of the EU's regulatory framework for electricity market design and consumer protection in the fields of electricity and gas, Evaluation of the EU rules on measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment (Directive 2005/89), European Commission, 30 November 2016, SWD(2016) 412 final, Part 1/2.

LEBEDEVA (N.), DI PERSIO (F.), BOON-BRETT (L.), Lithium-ion battery value chain and related opportunities for Europe, European Commission, JRC Science for Policy Report, 2016, 75 p.

Energy storage – the role of electricity, European Commission, DG ENER, 1 February 2017, SWD(2017) 61 final.

Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables: Flexibility portfolios (Mainstreaming RES), European Commission, 19 July 2017, 160 p.

Statement by Vice-President for Energy Union Maroš Šefčovic following the high-level meeting on battery development and production in Europe, European Commission, Brussels, 11 October 2017.

Executive summary of the impact assessment, Accompanying the document Commission Regulation (EU) No .../... establishing a Guideline on Electricity Balancing, European Commission, SWD (2017) 0382 final, 23 November 2017.

Questions et réponses sur les projets d'intérêt commun (PIC) dans le domaine de l'énergie et sur l'objectif d'interconnexion des réseaux électriques, Commission européenne, Bruxelles, le 24 novembre 2017, MEMO/17/4708.

Strategic Forum for Important Projects of Common European Interest », European Commission, DG Competition, Unit H2 - R&D&I, IPCEI and Environment, 18 February 2020.

ANDREY (C.), BARBERI (P.), NUFFEL (L.) et al., “Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe”, European Commission, Directorate-General for Energy, Publications Office, March 2020, 202 p.

Database of the European energy storage technologies and facilities, European Commission, Data.europa.eu, 14 December 2022.

Roadmap on stationary applications for batteries, Prepared by Working Group 6, Batteries Europe, European Commission, 2022, 53 p.

Energy Storage – Underpinning a decarbonised and secure EU energy system, European Commission, March 2023, SWD(2023) 57 final.

HOOGLAND (O.), FLURI (V.), KOST (C.), et al., “Study on Energy Storage”, Energy Transition Expertise Centre, (EnTEC), Prepared for European Commission, March 2023, 278 p.

Reform of Electricity Market Design, European Commission, 14 March 2023, SWD(2023) 58 final.

GASPARELLA (A.), KOOLEN (D.), ZUCKERPP (A.), The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, European Commission, 2023, JRC134300., 9.

5. E-CUBE Strategy Consultants

Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, E-CUBE Strategy Consultants, Juillet 2017, 96 p.

Monographie n°2 sur le stockage d'électricité, Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018.

Monographie n°3 sur les réseaux électriques – Étude sur les perspectives stratégies de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, 32 p.

Monographie n°8 sur le consommateur dans la transition énergétique », Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-CUBE Strategy consultants et CRE, Mai 2018, 30 p.

Thèse n°4 sur le stockage d'électricité », Étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, E-Cube Strategy Consultants et CRE, Mai 2018, 14 p.

Feuille de route 2023-2024, CRE, Février 2023, 28 p.

6. European Association for Storage of Energy

Adiabatic Compressed Air Energy Storage, EASE, [s.d.], 2 p.

EASE Reply to European Commission's Questions on "The Future of Energy Storage in the EU", EASE, September 2018, 12 p.

Ancillary Services, Energy Storage Applications Forms, EASE, August 2021, 21 p.

Energy Storage Targets 2030 and 2050 - Ensuring Europe's Energy Security in a Renewable Energy System, EASE, June 2022, 36 p.

The Way Forward for Energy Storage Grid Fees, General Overview and Best Practices Across Member States, EASE, July 2022, 12 p.

5% of new capacity from "Innovative" Renewable Energy: A necessary and do-able enhancement to the Renewable Energy Directive, EASE, 20 October 2022, 12 p.

The Electricity Market Design Revision - Decarbonised Energy Security Through Energy Storage, EASE, Brussels, November 2022, 20 p.

7. France Stratégie

Énergie centralisée ou décentralisée ?, France Stratégie, Actions critiques, Janvier 2017, 4 p.

BEEKER (E.), Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, France Stratégie, Novembre 2019, 146 p.

Impacts de la crise du Covid-19 sur le système électrique, Point de vue, France Stratégie, 21 avril 2020.

8. Institut français des relations internationales

LEPESANT (G.), La transition énergétique face au défi des métaux critiques, Etudes de l'Ifri, IFRI, Janvier 2018, 53 p.

PERCEBOIS (J.), Les défis de la transformation du secteur électrique européen. Concurrence, numérique et réseaux, IFRI, Novembre 2019, 48 p.

9. Institut national de l'environnement industriel et des risques

Note relative à la valorisation d'anciennes mines et carrières en Stations de Transfert d'Énergie par Pompe (STEP) dans le contexte de la Transition Énergétique, INERIS, 21 octobre 2015, 13 p.

Stockage souterrain de l'air comprimé dans le contexte de la transition énergétique, Rapport d'étude, INERIS, 11 janvier 2016, 35 p.

Le stockage souterrain dans le contexte de la transition énergétique, INERIS, Références, Septembre 2016, 42 p.

Rôles des Systèmes de Gestion de Batterie (Battery Management System) dans la sécurité des packs, INERIS, DRA 06 – Opération B3, 7 septembre 2020, 42 p.

10. Office franco-allemand pour la transition énergétique

BÖHME (M.), PIGNON (S.), DESJARDINS (C.), Systèmes de stockage d'électricité : Réglementations et évolutions, OFATE DFBEW, Note de synthèse, Septembre 2019, 17 p.

PV Self-Consumption Panorama in France and Germany, OFATE/DFBEW, PWC, 2 December 2020, 16 p.

E. Documents institutionnels

DAMBRINE (F.), Les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, Rapport présenté au Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, Mars 2006, 56 p.

Les systèmes de stockage d'énergie, Feuille de route stratégique, ADEME, Avril 2011, 32 p.

Énergies nucléaire et renouvelables : effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone, Développement de l'énergie nucléaire, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence pour l'Énergie Nucléaire, 2012, 15 p.

État des lieux et propositions d'évolution sur l'économie des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), UFE, 18 janvier 2013.

Étude sur le potentiel du stockage d'énergies, DGIS, ATEE et ADEME, Rapport d'étude, Octobre 2013, 235 p.

RENAUD (A.), FOURNIE (L.), GIRARDEAU (P.) et al., « Étude sur le potentiel du stockage d'énergies », Rapport d'étude, Artelys, ENEA Consulting et G2Elab, 21 octobre 2013, 235 p.

DECOURT (B.), DEBARRE (R.), ALIAS (S.), Electricity Storage Gaining Momentum, A.T. Kearney and Energy Transition Institute, Factbook, 2013, 99 p.

CAIL (S.), BCHINI (Q.), MCKENNA (R.) et al., Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne, Conseil français de l'énergie, KIT, DFIU et CREDEN, Rapport final, 2014, 200 p.

Base Carbone, ADEME, version 11.0.0, 18 novembre 2014.

Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, DGEC, Décembre 2014, 194 p.

CUEUGNIET (J.), DURVILLE (J.-L.), GAZEAU (J.-C.) et al., Filière hydrogène-énergie, CGEDD et CGEJET, Rapport d'inspection, 16 septembre 2015, 161 p.

Energy Storage and Storage Services, ENTSO-E, Position, Octobre 2016, 12 p.

Position Paper on Renewable Self-Generation, CEER, September 2016.

Beacon Power installs 20-MW energy storage system, New York State Energy Research and Development Authority, 2016.

TSO-DSO Data Management Report, CEDEC, EDSO, ENTSO-E, Eurelectric, GEODE, 2016, 70 p.

La gestion de l'équilibre du système électrique, Fiche pédagogique, OIE, Avril 2017.

Digitalization & Energy, IEA, 2017, 185 p.

European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, EASE and EERA, 2017, 128 p.

DORAČIĆ (B.), JAN KNOEFEL (J.), NABER (N.), Prosumers for the Energy Union: mainstreaming active participation of citizens in the energy transition, PROSEU, 2017, 163 p.

Net metering and PV self-consumption in emerging countries, Photovoltaic Power Systems Programme, IEA, 2018, 56 p.

Non-baseload Operation in Nuclear Power Plants: Load Following and Frequency Control Modes of Flexible Operation, IAEA, Vienna, 2018, 173 p.

L'autoconsommation d'électricité d'origine photovoltaïque, ADEME, Avis, Février 2018, 10 p.

Hallituksen esitys eduskunnalle energiaverotusta koskevan lainsäädännön muuttamiseksi, Finlex, Finland, HE 191/2018, 2.4 Sähkön varastointi.

Panorama des innovations pour un avenir alimenté par les énergies renouvelables : solutions pour intégrer les énergies renouvelables variables, Agence internationale pour les énergies renouvelables, 2019, 162 p.

SCHITTEKATTE (T.), REIF (V.), NOUICER (A.) et al., “TSO-DSO-Consumer INTERFACE architecture to provide innovative Grid Services for an efficient power system”, Interrface, EUI, 2019, 56 p.

China Power System Transformation – Assessing the benefit of optimized operations and advanced flexibility options, IEA, February 2019, 196 p.

Réponse à l’appel à contributions CRE sur le stockage de l’électricité par batteries, ADEME, Février 2019, 15 p.

HOMOBONO (N.), VIGNOLLES (D.), Analyse de la vulnérabilité d’approvisionnement en matières premières des entreprises françaises, Rapport remis au Ministre de l’Économie et des Finances et au Vice-président du Conseil National de l’Industrie, CGE, Mars 2019, 66 p.

LAVERGNE (R.), PAVEL (I.), FAUCHEUX (I.), Stockage stationnaire d’électricité, CGE, 13 mars 2019, 57 p.

Status of Power System Transformation 2019 - Power system flexibility, IEA, May 2019, 28 p.

Product Definition for Innovative System Services”, EU-SysFlex, D3.1, Ares (2019)3928437, 20 June 2019, 96 p.

Livre blanc de l’hydroélectricité, Union Française de l’Électricité, le Syndicat des Énergies Renouvelables et France Hydro Électricité, 2 juillet 2019, 28 p.

Services système et mécanisme d’ajustement, CRE, 11 décembre 2019, Site internet.

DISTLER (P.) et LAVERGNE (R.), Tarifs de réseaux d’électricité et de gaz, Synthèse et recommandations du thèse de l’année 2019 de la Section RR du CGE, CGE, Rapport n° 2019/03/CGE/RR, Février 2020, 63 p.

Transition énergétique dans les ZNI, CRE, 4 février 2020, Site internet.

Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability, IRENA, Abu Dhabi, March 2020, 109 p.

Systèmes électriques intelligents : le soutien de l'ADEME à l'innovation depuis 2010, Résultats, enjeux, perspective, ADEME, Synthèse, Mars 2020, 13 p.

Speicherförderung in Bundesländern und Kommunen, SFV, 27 April 2020.

DERDEVET (M.), Les réseaux d'électricité, vecteurs du nouveau modèle européen décarboné, Synopia, Rapport, Mai 2020, 60 p.

Response to the European Commission's public consultation to establish the priority list of network codes final, ENTSO-E, 12 May 2020, 6 p.

Decision on clarifying the regulatory framework for electricity storage: changes to the electricity generation licence, OFGEM, 2 October 2020, 14 p.

Suivi du marché 2019 des installations solaires photovoltaïques individuelles, Observ'ER, ADEME, Novembre 2020.

BONNET (C.), COPINSCHI (P.), HAFNER (M.) et al., L'alliance européenne des batteries : enjeux et perspectives européennes, Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques, Rapport n°6, Décembre 2020, 104 p.

Les enjeux de l'insertion des EnR sur les réseaux, CRE, Smartgrids, Décembre 2020, Site internet.

Les propositions de la Convention Citoyenne pour le Climat, Rapport final, 29 janvier 2021, 460 p.

Véhicules électriques : quels projets européens pour la production de batteries ?, Vie publique, 9 février 2021, Site internet.

Gaz verts : Renforçons nos synergies, ATEE, Mars 2021, 24 p.

Les garanties d'origine de l'électricité, CEA, Papier de position, Juin 2021, 9 p.

Roadmap on the Evolution of the Regulatory Framework for Distributed Flexibility, ENTSO-E & E-DSO, June 2021, 101 p.

Intervention de RTE, GT Stockage, CRE-DGEC, Juillet 2021.

Behind-The-Meter Battery Energy Storage: Frequently Asked Questions, Energy Storage Toolkit, Greening the Grid, USAID, NREL, August 2021, 10 p.

Contribution du SER, Atelier Programmation pluriannuelle de l'énergie, Volet « Stockage d'électricité », DGEC, 30 novembre 2021.

Renewables 2021 – Analysis and forecast to 2016, IEA, December 2021, 173 p.

Réponse de l'UFE à la concertation de la DGEC sur le projet de décret relatif à l'appel d'offres stockage, en application de la loi climat et résilience, UFE, Décembre 2021, 2 p.

Annual Work Programme. ENTSO-E's work on legal mandates, ENTSO-E, 2022, 28 p.

France 2030 : 600 millions d'euros pour de nouveaux programmes de recherche - Les lauréats de la seconde vague d'appels à projets des programmes et équipements prioritaires de recherche (PEPR), Gouvernement, Agence nationale de la recherche, Dossier de presse, Juillet 2022, 22 p.

Programme et Équipement Prioritaire de Recherche Batteries « Appel à projets Batteries », Gouvernement et Agence nationale de la recherche, 15 novembre 2022, 13 p.

World Energy Outlook 2022, IEA, November 2022, 524 p.

Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh, BloombergNEF, 6 December 2022, Site internet.

CLAUDE (E.), LARROUTUROU (B.), ROSTAGNAT (M.) et al., Sécurité du développement de la filière Hydrogène, IGEDD et CGE, Novembre 2022, 110 p.

Étude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergies et du power-to-x, ATEE, Janvier 2023, 168 p.

Flywheel Energy Storage Market Is Expected to Reach around USD 551.9 Million by 2030, Grow at a CAGR Of 8.3% during Forecast Period 2023 To 2030, Contrive Datum Insights, 15 February 2023.

CEER Short paper on the ownership of Storage Facilities in the Electrical Distribution System – Market test for the derogation to allow DSOs to own, develop, manage or operate energy storage facilities, Distribution Systems Working Group, CEER, 28 June 2023, p. 20.

F. Documents émanant d'entreprises

1. EDF

Une production nucléaire plus flexible, au service du développement des énergies renouvelables, 50 solutions pour le climat, EDF, Communiqué de presse, Novembre 2015.

Réponse d'EDF, Document de réponse à la consultation, dans la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2020 portant approbation des Règles Services Système fréquence proposées par RTE, N° 2020-185, 23 juillet 2020.

EDF innove pour décarboner l'économie, EDF, Conférence de presse, 13 avril 2022.

Note en réponse établie par la société EDF sur l'offre publique d'achat simplifiée visant les actions les obligations à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes de la société EDF initiée par l'Etat français, 22 novembre 2022.

2. ENEDIS

Valorisation économique des Smart Grids : Contribution des gestionnaires de réseau public de distribution, ENEDIS et ADEeF, 2017, 88 p.

Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité – Appel à contributions du 30/11/18 au 01/03/19, Enedis, 2018.

Les flexibilités au service de la transition énergétique et de la performance du réseau de distribution, Enedis, Octobre 2019, 16 p.

Avenant à la Proposition Technique et Financière (PTF) pour le raccordement d'une Installation de Production ou susceptible d'injecter et de soutirer de puissance comprise entre 36 et 250 kVA au Réseau Public de Distribution d'Électricité BT en Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (SRRRER) en application des dispositions de l'article L. 342-2 du Code de l'énergie, Enedis-FOR-RES_058E 2, Enedis, Version 2, 2 décembre 2019, 24 p.

Pilotage de la recharge de véhicules électriques : opportunité pour le consommateur et le réseau public de distribution d'électricité, Enedis, Rapport, Décembre 2020, 46 p.

Conditions de raccordement des installations susceptibles d'injecter et de soutirer, Enedis, Direction Technique, Enedis-PRO-RES_78E, Version 3, 21 mai 2021.

Enedis dévoile le premier Groupe Électrogène Zéro Émission en partenariat avec Schneider Electric pour une innovation au service de la transition écologique, Enedis, Communiqué de presse, 8 juillet 2021.

Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité, Enedis, Septembre 2021, 14 p.

L'intermittence à l'échelle des territoires, Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050, Enedis, 2021, 36 p.

Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité appel à contributions du 30/09/2021 au 17/11/2021, Enedis, 2021.

Projet Reflex : Enedis dégage des capacités d'accueil supplémentaires dédiées aux Enr, Direction Technique, Enedis, V. 2, 9 février 2022, 6 p.

Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2201 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Nord Pas de Calais, Enedis, V1.2, 21 mars 2022, 6 p.

Appel d'offres Enedis flexibilités locales 2022 – questions posées par les acteurs lors du webinaire de lancement (21/03/2022) et questions complémentaires reçues entre le 21/03/2022 et le 21/04/2022, Enedis, 8 p.

Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2202 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Ile de France Ouest, Enedis, 2022, V1.2, 7 p.

Cahier des charges pour la consultation n°RFQ-2203 : Contractualisation d'une flexibilité locale en appui à la conduite des réseaux sur la Direction Régionale Enedis Paris, Enedis, 2022, V1.2, 7 p.

Plan de développement de réseau, Document préliminaire, Enedis, 13 mars 2023, 184 p.

Transition écologique : Enedis dévoile les travaux préparatoires à son futur « Plan de Développement de Réseau, Enedis, Communiqué de presse, 13 mars 2023.

Flexibilités locales : Enedis lance un nouvel appel d'offres pour contribuer à la performance du réseau électrique, Enedis, Communiqué de presse, 17 mars 2023.

3. Epex Spot

EPEX SPOT introduces curtailable blocks and loop blocks on all Day-Ahead markets, Epex Spot, 13 December 2018.

L'intégration des énergies renouvelables dans le marché : mission accomplie ?, Epex Spot, 15 novembre 2020, 14 p.

Factsheet: Fundamentals of the european electricity market, Epex Spot, February 2022.

EPEX Spot Code of Conduct, 22 December 2022.

EPEX Spot Exchange Rules, 22 December 2022.

Enable full market integration of renewables, Policy recommendations for European electricity markets, Epex Spot, 2022.

4. RTE

Mémento de la sûreté du système électrique, RTE, 2004, 275 p.

Cahier des charges joint à l'avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE.

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2016, 123 p.

Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, RTE, Livre vert, Juin 2016, 153 p.

Règles du mécanisme de capacité, RTE, 2016, 171 p.

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2017, 2017, 421 p.

Analyse d'impact du mécanisme de capacité, Une contribution au débat européen pour un approvisionnement sûr en électricité, RTE, Janvier 2018, 96 p.

Interconnexion France-Espagne par le golfe de Gascogne, Réunion publique, Compte-rendu, RTE, Hossegor, 12 décembre 2018, 47 p.

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Cahier de variantes, Edition 2018, 29 p.

Règles du mécanisme de capacité, RTE, 2018, 251 p.

Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, RTE, Principaux résultats, Mai 2019, 80 p.

Schéma décennal de développement du réseau, Edition 2019, RTE, 30 décembre 2019, 462 p.

Rapport accompagnant la saisine de RTE portant sur les courbes de demande administrée des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité (Diffusion CRE), RTE, 2019, 23 p.

Utilisations et Usages du Stockage, Appel à contribution, RTE et Enedis, Décembre 2019 - Janvier 2020.

La transition vers un hydrogène bas carbone, Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, RTE, Janvier 2020, 66 p.

Évolution des modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire, RTE, Rapport, 28 janvier 2020, 44 p.

Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Rapport technique, Edition 2019, Mars 2020, 182 p.

Groupe de travail 8 « Fonctionnement du système électrique », RTE, Document de travail, 29 avril 2020, 61 p.

Groupe de travail 8 « Fonctionnement du système électrique » - Cadrage des analyses techniques des scénarios du Bilan prévisionnel (sécurité d'approvisionnement, équilibrage et réserves, stabilité et inertie, réseau), RTE, Document de travail, 29 avril 2020, 61 p.

Rapport de consultation sur l'évolution des règles Services Système Fréquence », RTE, Document d'accompagnement, 5 mai 2020, 45 p.

Rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, RTE, Juin 2020, 20 p.

Modalités de mise en œuvre du stockage d'électricité par les gestionnaires de réseaux : Le point de vue de RTE, Conférence annuelle ATEE sur le stockage d'électricité Louise ORIOL – Baptiste DENIZE / Direction Économie du Système Électrique, RTE, 24 novembre 2020.

Groupe de travail 5 « Dynamiques sociétales » - Document de cadrage n°2 : Prise en compte de l'acceptabilité des moyens de production et de transport d'électricité dans les scénarios du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050, RTE, 2020, 35 p.

Évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre - Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des règles MA-RE, RTE, 2020.

Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des règles MA-RE, RTE, 2020, 63 p.

Modèle de contrat AOLT 2020-2026, RTE.

Concertation relative au raccordement au RPT des installations de stockage », RTE et Enedis, 2020-2021.

Bilan électrique 2020, RTE, Mars 2021.

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, Version du 1^{er} septembre 2021, 232 p.

Règles du mécanisme de capacité, RTE, 2021, 271 p.

Règles Services Système Fréquence, RTE, Saisine initiale, 2021, 201 p.

Bilan électrique 2021, RTE, Février 2022.

Contrat de service public entre l'État et RTE, Paris, 29 mars 2022, 40 p.

Contrat de Prestations Annexes, Conditions générales, Version 2 applicable à compter du 01/04/2022, RTE, 85 p.

GT Stockage, RTE, 20 avril 2022, 41 p.

Futurs énergétiques 2050, RTE, Rapport complet, 24 juin 2022, 989 p.

Cahier des charges de l'Appel d'Offres expérimental flexibilités portant sur la contractualisation de flexibilités participant à la résolution de congestions sur le Réseau Public de Transport d'électricité Lot B : Zone de Perquie, RTE, 29 juin 2022, 43 p.

Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) Provence-Alpes-Côte-D'azur, Schéma révisé, RTE, Juin 2022, 163 p.

Évolution des règles relatives aux Services Système fréquence », Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution des Règles SSYf, RTE, Juillet 2022.

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, 238 p.

Règles Services Système Fréquence, RTE, Version du 1^{er} septembre 2022, 114 p.

Premie voor de aankoop of leasing van een thuisbatterij voor zelf opgewekte energie », Groene energie, Vlaanderen, 2022.

Bilan électrique 2022, Principaux résultats, RTE, 18 février 2023, 22 p.

Documentation technique de référence, RTE, Version applicable au 27 juin 2023, 4 646 p.

Bilan prévisionnel 2023 : point d'étape, Enseignements de la consultation publique et des travaux préliminaires, RTE, Juin 2023, 50 p.

Valoriser vos moyens de stockage dans le système électrique, RTE, Site internet [s.d.].

Autres

Regenerative drives and motors unlock the power of flywheel energy storage to stabilize Europe's grids, ABB, Press release, Helsinki, 14 July 2022.

G. Colloques, Conférences et Congrès

URSAT (X.), JACQUET-FRANCILLON (H.), RAFAÏ (I.), « Expérience d'EDF dans l'exploitation des STEP », in Stockage d'énergie par pompage. Challenges et opportunités, SHF, Congrès, Lyon, 23-24 novembre 2011.

ROQUES (F.), « Le stockage de l'électricité – Enjeux et perspectives », Conférence de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) à l'Université Paris Dauphine, Paris, 30 mai 2018, 4 p.

Stockage et Flexibilité : quelle place pour l'hydroélectricité ?, Hydro21, Colloque, Grenoble, 7 décembre 2018.

Le stockage d'électricité, une filière qui a trouvé sa place dans la transition énergétique, ATEE, Colloque, Distanciel, 24 novembre 2020.

Journée Stockage de l'électricité, ATEE, Colloque, Nantes, 10 mai 2022 [présent].

Colloque annuel du Club Stockage de l'ATEE, ATEE, Paris, 6 octobre 2022.

Energy Storage Global Conference, EASE, Bruxelles, 11 au 13 octobre 2022 [présent].

H. Articles de presse

GROLLIER (B.), « La Réunion : EDF teste une batterie géante », *Les Echos*, 12 juillet 2010.

DEJEU (M.), « Stockage d'électricité : un volant d'inertie enfin abordable », *Le Moniteur*, 13 juillet 2015.

LE BILLON (V.), « L'électricien fait de plus en plus varier sa production nucléaire », *Les Echos*, 19 février 2016.

MUNSCH (C.), MENEU (D.), « Alsace : la centrale hydroélectrique du Lac Noir abandonnée par EDF, son énergie renouvelable perdue », *France Info*, 26 décembre 2020.

GUIMARD (E.), « Remora stockera l'énergie renouvelable avec de l'air comprimé en 2023 », *Les Echos*, 27 avril 2021.

DEBOUTTE (G.), « L'acteur de la semaine : Energiestro », *PV Magazine*, 21 juin 2021.

BELLINI (E.), "World's largest underground hydrogen storage project", *PV magazine*, 4 August 2022.

"KBR and Shell Develop Facilities That Integrate Lithium-ion Battery Storage and Green Hydrogen Electrolysis Production at MW Scale, Cutting Edge Offshore Energy Storage for CrossWind", *Hydrogen Central*, 6 December 2022.

MURRAY (C.), "Corre to deploy 320MW CAES long-duration energy storage facility for Eneco in Netherlands", *Energy Storage News*, 21 December 2022.

GUILLEMET (J.), BASCHET (C.), « Stockage d'énergie : les conséquences de la loi sur l'accélération de la production d'énergies renouvelables », *Actu-environnement*, 14 avril 2023.

INDEX

A

Agrégateur : 171, 331, 333, 373, 482, 835.

Arbitrage

- définition : 647.
- principe : 657 et s., 665 et s.
- stockage d'électricité : 661.
- volatilité des prix : 657, 658, 662, 663.

Autoconsommation

- client actif : **486**, 490 et s.
- collective : 616 et s.
- autoconsommation (général) : 412 et s., 445 et s., 590 et s., 620 et s.
- individuelle : **491**, 492, **496 à 499**, 599 et s.
- *net metering* : 608 et s.
- *prosumer* : 487.

Autorisation d'occupation temporaire (AOT) : 385 et s.

B

Bail civil : 382.

Bail emphytéotique : 385.

Bourses de l'électricité

- *Epex spot* : 687, 688, 690, 691.
- fonctionnement : 654.
- stockage d'électricité : 691.

C

Centrales hydroélectriques

- concessions hydrauliques : 951.
- général : 53 et s.

Centrales nucléaires : 62 et s.

Centrales thermiques fonctionnant aux énergies fossiles : 10, **48 et s.**, 179, 481, 505, 766.

Codes de réseaux

- code DCC (réseaux de distribution et aux installations de consommation) : 234, 238, 239, 337 à 340, 758.
- code EB (équilibre) : 758, 761, 767.
- code RfG (installations de production) : 238, 258, 337 à 340, 758, 770.
- code SO (sécurité et planification opérationnelle, réserves et fréquence) : 758, 761.

E

Énergie

- énergie primaire : 179, **231, 232**, 817, 930, 931.
- énergie secondaire : 232.

Énergies renouvelables

- complément de rémunération : 578, 582.
- décentralisation de la production : 274, **480**.
- écrêtement de la production d'électricité : **58 et s.**, 481, 505.
- énergies intermittentes et variables : 285, 286, 470, 475, **479**, 579, 655.
- garanties d'origine : 584 et s.
- obligation d'achat : 582.

Environnement : 952.

F

Fiscalité applicable aux installations de stockage d'électricité

- contribution au service public de l'électricité (CSPE) : 920.
- double taxation : 874, 893, **897**, 899.

- imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER) : 849 et s., 858 et s.
- taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) : 863 et s.
- taxe foncière sur les propriétés non bâties (TFPNB) : 870.
- taxe sur l'électricité (principe) : 877 et s.
- taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) : 872, 920.
- stockage non stationnaire : 926 et 927.
- utilisation finale de l'électricité : **912 et 913**, 919.

Flexibilité

- définition : 34.
- intérêt pour le système électrique : 10 et s.
- effacement (v. « *Réponse à la demande* »)
- écrêtement (v. « *Énergies renouvelables* »)
- stockage (v. ntmt. « *Stockage d'électricité* »)
- appels d'offres « flexibilités » (v. « *Réseaux* »)

G

Gestionnaires de réseaux publics d'électricité

- échanges de données : 305 et s.
- indépendance des gestionnaires de réseaux : 315, 318 et s., 324, 326,
- monopole : 363 et 364, 370, 676.

I

Installations de stockage d'électricité

- caractéristiques : 221 et s., 236 et s.
- composant pleinement intégré au réseau : 250, **256**, 288, **317 et s.**, 326, 328.
- définition : 243 et s., 253, 254 et 256, 258 à 260, 262, 265 et 266.
- disponibilité des installations : 311 et s.
- générateurs asynchrones : 240, 341, 743.
- générateurs synchrones : 240, 341, 743.
- technologies (v. « *Technologies de stockage d'électricité* »)

L

Liberté contractuelle : 687 et s.

M

Marchés d'électricité

- bourse (v. « *Bourses de l'électricité* »)
- marchés de gros : **652 et s., 655, 657.**
- marchés d'équilibrage (définition) : 710.
- marchés d'équilibrage (participation) : 751 et s.
- marchés d'équilibrage (critère environnemental) : 773 et s.
- mécanisme d'ajustement : 738 et s., 795 et s.
- merit order : 807.
- services auxiliaires : 714, **718 et s.**
- services système fréquence : **733 et s., 743, 780 et s., 804.**
- trading (v. « *Arbitrage* »)
- transactions portant sur des produits énergétiques de gros de l'énergie : 693 et s., 697 et s.

Mécanisme de capacité

- appels d'offres long terme (AOLT) : 819 et s.
- participation du stockage : 812 et s., 834
- principe : 806 et s.

Métaux et terres rares : 952.

Mobilité

- fiscalité (v. « *Taxe sur l'électricité* »)
- installations de recharge de véhicules électriques : 369 et 370, 372.
- recharge bidirectionnelle : 370, 503, 926.
- recharge unidirectionnelle : 926.

N

Négoce

- activité d'achat pour revente d'électricité : 679, **680 et s.**
- principe : 676, **677, 678.**
- activité de négoce : 680 et s.

O

Opérateur de stockage d'électricité

- identification : 171 et s.
- définition : 203, **206**.

Opérateur de stockage de gaz : 205.

P

Plan local d'urbanisme : 395.

Planification

- plan climat air énergie territorial (PCAET) : 393, 395.
- programmation pluriannuelle de l'énergie : 17, 19, 99, 517, 528, 522, 534, 535, 539, 570, 571.
- schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR) : 291.
- schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDET) : 393.
- schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) : **291** 345, **374**, 395.
- schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) : 393.

R

Réponse à la demande : **76 et s.**, 430.

Réseaux

- accès aux réseaux : 334, 347 et s.
- appels d'offres « flexibilités » : 288, 380, 396, 464, 556, 557, 568.
- congestions locales : 9, **58**, 88, **285**, 389, 394, 469, 481, 502.
- contrat d'accès au réseau public de transport : 360 et 361.
- documentation technique de référence (DTR) : 345, 361.
- général : 66 et s.
- gestionnaires de réseaux (v. « *Gestionnaires de réseaux publics d'électricité* »)
- interconnexions : 72 et s.
- offre de raccordement alternative (ORA) : 373, **374**, 377.
- offre de raccordement optimisée (ORO) : **374**, 379.

- péréquation tarifaire : 606.
- proposition technique et financière (PTF) : 345.
- raccordement indirect au réseau public : 355 et s., **369 et s.**, 373 et s.
- réseaux électriques intelligents : 69 et s.
- réseaux isolés : 329 et s.
- responsable d'équilibre : 728 et s.
- TURPE (v. « *Tarifcation des réseaux publics d'électricité* »)

S

Sécurité d'approvisionnement en électricité

- définition : 296.
- service public : 296.

Sécurité du système électrique

- *black-start* : 299, 721.
- équilibre offre et demande : **3**, 38, 39, 98, **294 et s.**, 673, 719, 720, 724, **728 et s.**, **730 et s.**
- fréquence : 714, **717, 719**, 720, 721, 723, 724, 734 et 745.
- inertie : **719**, 724, 743, 766.

Soutiens

- aides d'état : 383, 831, 832, 833, 835.
- Alliance européenne pour les batteries : 524, 527.
- Alliance européenne pour un hydrogène propre : 528.
- appel d'offres destiné au stockage d'électricité : 543, **546 et s.**
- complément de rémunération : 573, **575**.
- neutralité technologique : 272, 342, 536, 632, 770.
- politiques : **516 et s.**, 536 et s.
- prime à l'investissement : **576**, 598, **599 et s.**
- prime à l'investissement (critère environnemental) : 605.
- programme d'investissements d'avenir (PIA) : 527.
- projets d'intérêt commun (PIC) : 526.
- projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC) : 526.

Stockage d'électricité

- complémentarité des technologies : 715.
- définition : **135 et 136**, **166**.
- intérêt : 13, **86 et s.**, **285 et s.**, **294 et s.**, **299 et s.**, **478 et s.**, **496 et s.**

- technologies : 92 et s.

Stockage d'énergie

- définition : **135 et 136**, 143, 157.

T

Tarification des réseaux publics d'électricité

- abattement : **406 et 407**, 457, 460.
- double charge : **398**, 399.
- équilibre des principes : 424 et s.
- micro-TURPE : 414, **415**.
- non-discrimination : 417, 418, 420, **421**, 424, 426 et s., **428**.
- réflectivité des coûts : **408**, 409, 418, 423, 424, 427, 431, 438, 439, 441, 448.
- tarification à l'injection : 440, 444, **453**, 455, **456 et s.**

Tarification dynamique : 7, 476, 482.

Technologies de stockage d'électricité

- air comprimé (CAES) : **103 et s.**, 160, 217, 226, 240, 302, 341, 723, 851, 866.
- batteries : **113 et s.**, 124, 160, 161, 180, 217, 218, 227, 228, 240, 260, 264, 265, 302, 319, 326 et s., 481, 499, 503, 524, 525, 527, 528, 561, 592, 598, 603, 605, 707, 708, 714, 719, 723, 733, 760, 763, 782, 784, 801, 810, 814, 815, 817, 851, 866 à 869, 898.
- hydrogène : 19, 21, **108 et s.**, 124, 139, 160, 200, 201, 218, 227, 259, 528, 658, 817, 851, 866, 904, 910, 951.
- stations de transfert d'énergie par pompage : 21, 55, **95 et s.**, 160 et 161, 167, 179 et 181, 190, 201, 217, 225, 228, 233, 238, 240, 258, 260, 302, 338, 518, 519, 531, 534, 538, 544, 569 et s., 632, 658, 660, 663, 669, 719, 723, 760, 796, 810, 852 et s., 858 et s., 866, 898.
- stations de transfert d'énergie par pompage « mixte » : 55, 96, 181, 233, 258, 338, 854 et 855.
- stations de transfert d'énergie par pompage « pures » : 71, 96, 258, 855 et 856, 860 et 861.
- volant d'inertie : 21, **100 et s.**, 124, 160, 217, 226, 240, 302, 319, 341, 342, 481, 669, 723, 801, 851, 866, 873.

Z

Zones non interconnectées : 8, 100, 202, 298, 329, 508, 510, 521, 534, 543, 562, 567, 668.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	13
LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES	16
INTRODUCTION GENERALE	23

PARTIE 1

INSÉRER LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

TITRE 1

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À IDENTIFIER

CHAPITRE 1

L'ÉVENTAIL DES MOYENS DE FLEXIBILITÉ

SECTION 1. – LES MOYENS DE FLEXIBILITÉ HORS STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ.....	56
§1. – Les moyens de flexibilité articulés aux moyens de production d'électricité.....	57
A. Les moyens de production à partir d'énergie fossile.....	57
B. Les moyens de production d'électricité renouvelable	59
1) Les centrales hydroélectriques.....	59
2) L'écrêtement de la production d'électricité renouvelable	60
C. Les moyens de production à partir d'énergie nucléaire.....	61
§2. – Les moyens de flexibilité fondés sur les réseaux.....	63
A. Les réseaux électriques.....	63
B. Les interconnexions	65
§3. – La flexibilité fondée sur la modulation de la demande électrique.....	66
SECTION 2. – LE STOCKAGE, MOYEN DE FLEXIBILITÉ PRIVILEGIÉ.....	69
§1. – Les caractéristiques du stockage d'électricité.....	70

§2. – Les technologies de stockage d’électricité	71
A. Le stockage mécanique.....	72
1. La station de transfert d’énergie par pompage.....	72
2. Le volant d’inertie.....	74
3. Le stockage par air comprimé.....	75
B. Le stockage chimique	76
1. Le stockage par hydrogène	76
2. Le stockage électrochimique.....	78
 CONCLUSION DU CHAPITRE 1	 82

CHAPITRE 2

L’IDENTIFICATION JURIDIQUE LACUNAIRE DU STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ

SECTION 1. – L’ACTIVITÉ DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ.....	86
§1. – La réception juridique du « stockage d’électricité ».....	87
§2. – Une clarification nécessaire	90
A. Clarifier la notion de « stockage d’électricité ».....	91
B. Harmoniser les termes se référant au stockage d’électricité.....	93
 SECTION 2. – L’OPÉRATEUR DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ	 100
§1. – Une identification encore lacunaire	101
A. Une définition en construction	101
B. Les conséquences.....	103
1. Un concept détourné de son objet par des assimilations inexactes.....	103
a) L’opérateur de stockage n’est pas un « producteur » d’électricité.....	104
b) L’opérateur de stockage n’est pas un « client final ».....	106
2. Un concept propice aux interprétations	109
§2. – Consacrer une définition de l’opérateur de stockage.....	110
A. La proposition d’une définition de l’ « opérateur de stockage ».....	110
B. Le choix de l’instrument juridique	115
 SECTION 3. – L’INSTALLATION DE STOCKAGE D’ÉLECTRICITÉ.....	 119
§1. – La singularité de l’installation	121
A. Du point de vue du fonctionnement de l’installation	121
1. Des logiques de fonctionnement hétérogènes.....	122

2. Une installation qui consomme et produit de l'électricité mais qui n'est ni une installation de production ni un site de consommation.....	123
B. Du point de vue du réseau	126
§2. – La qualification juridique de l'installation de stockage.....	128
A. La notion de « principe ».....	129
B. Les autres notions	131
1. Les notions définies par les textes organisant les règles communes pour le marché intérieur de l'énergie	131
a) Selon la structuration de l'installation.....	132
b) Selon la finalité.....	133
c) Selon les technologies de stockage.....	133
2. Les notions définies par les textes organisant les règles pour les statistiques en matière d'énergie	134
3. Les notions définies par le règlement relatif aux batteries et aux déchets de batteries	136
CONCLUSION DU CHAPITRE 2.....	139
CONCLUSION DU TITRE 1	141

TITRE 2

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, UN MOYEN DE FLEXIBILITÉ À INTÉGRER DANS LES RÉSEAUX

CHAPITRE 1

UN ENCADREMENT JURIDIQUE À ADAPTER

SECTION 1. – LA CRÉATION D'UN CADRE FAVORABLE À L'UTILISATION DU STOCKAGE PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX	147
§1. – Un cadre applicable à l'utilisation du stockage renforcé.....	148
A. Tirer parti de l'usage du stockage pour dimensionner et sécuriser les réseaux.....	148
1. L'intérêt du stockage d'électricité pour le dimensionnement des réseaux	148
2. L'intérêt du stockage pour la sécurité du système électrique	151
a) La contribution à la sécurité d'approvisionnement électrique	151
b) La contribution à la sûreté du système électrique	153
B. Renforcer les exigences réciproques liées à l'utilisation des capacités de stockage .	154

1. Au moyen d'une coordination entre les gestionnaires de réseaux	155
2. Au moyen d'une garantie de disponibilité des capacités de stockage	159
§2. – En clarifiant le rôle des gestionnaires de réseaux	161
A. Dans l'exploitation régulière des installations de stockage.....	161
B. Dans l'exploitation dérogatoire des installations de stockage.....	164
1. Garantir aux gestionnaires de réseaux l'exploitation des batteries nécessaires à la sécurité et la fiabilité du réseau.....	164
2. Préciser la portée de la dérogation applicable aux petits réseaux isolés.....	166
SECTION 2. – LA CRÉATION D'UN CADRE FAVORABLE AUX OPÉRATEURS DE STOCKAGE	167
§1. – Un accès facilité aux réseaux publics	168
A. Au moyen de procédures de raccordement adaptées.....	168
1. La mise à jour des exigences européennes	169
2. L'adaptation du cadre juridique national en matière de raccordement.....	171
a) La poursuite de l'évolution du cadre contractuel en matière de raccordement .	172
b) Une intervention du législateur nécessaire pour combler l'absence de dispositions légales	174
B. Au moyen d'offres de raccordement adéquates.....	176
1. Les installations hybrides.....	176
a) Le raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau public de transport d'électricité	177
b) Le raccordement indirect de l'installation de stockage au réseau public de distribution d'électricité.....	179
c) L'idée d'une dérogation <i>ad hoc</i> stockage d'électricité.....	180
2. Les installations de stockage seules directement raccordées aux réseaux publics	181
§2. – La valorisation optimale des capacités de stockage à travers les appels d'offres des gestionnaires de réseaux : une action territoriale cohérente avec les besoins du réseau	183
A. La disponibilité du foncier.....	184
1. La location de parcelles pour un usage industriel.....	185
2. La mise à disposition de parcelles relevant du domaine public communal	185
3. La mise à disposition de parcelles relevant du domaine privé communal.....	188
B. Des outils de planification mieux orchestrés	189
CONCLUSION DU CHAPITRE 1.....	192

CHAPITRE 2

UNE TARIFICATION JUSTIFIÉE

SECTION 1. – UNE ADAPTATION ENVISAGEABLE.....	197
§1. – Des tarifs de réseaux « spécifiques » déjà existants	198
A. Les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau public de transport d'électricité.....	198
B. Les installations d'autoconsommation	202
§2. – L'opportunité de réévaluer les principes tarifaires	204
A. La possibilité de créer un tarif <i>sui generis</i> au stockage d'électricité.....	205
B. Des règles imposant un équilibre entre les principes tarifaires	206
C. Réinterroger le principe de non-discrimination positive à l'égard du stockage d'électricité.....	207
SECTION 2. – DES PISTES D'ADAPTATION	210
§1. – Un abattement sur les tarifs	212
A. Une réduction du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité : l'intérêt de disposer d'une évaluation des autorités publiques.....	212
B. Une réduction du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité : une solution envisageable mais incertaine à court et moyen termes.....	214
§2. – L'évolution des composantes tarifaires	214
A. Le rééquilibrage de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution au profit de la part puissance : une opportunité pour garantir le principe de réfectivité des coûts.....	215
B. Le renforcement de la tarification à l'injection : des conséquences sur le stockage à évaluer	218
CONCLUSION DU CHAPITRE 2.....	223
CONCLUSION DU TITRE 2	225

PARTIE 2

FAVORISER LE DÉVELOPPEMENT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

TITRE 1

PAR LA VALORISATION DU STOCKAGE DANS LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

CHAPITRE 1

LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ, VECTEUR DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE

**SECTION 1. – L'INTÉRÊT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ POUR
L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE... 236**

**SECTION 2. – L'INTÉRÊT DU STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ POUR LES
AUTOCONSOMMATEURS..... 240**

§1. – Des consommateurs finals de plus en plus actifs..... 241

§2. – Une autonomisation des consommateurs finals à la faveur du stockage d'électricité
..... 243

A. L'association de l'autoconsommation avec un dispositif de stockage..... 243

B. L'utilité d'un dispositif de stockage pour l'autoconsommation..... 246

CONCLUSION DU CHAPITRE 1..... 252

CHAPITRE 2

DES OBJECTIFS ET UN CADRE DE SOUTIEN À DÉFINIR

**SECTION 1. – LA NÉCESSITÉ DE DONNER AUX OPÉRATEURS DE STOCKAGE
« PROFESSIONNELS » DE LA VISIBILITÉ..... 256**

§1. – Favoriser le stockage dans la politique énergétique 257

A. Par la clarification des objectifs 257

1. Les objectifs de la politique énergétique 257

2. Les objectifs de la politique de recherche et de développement..... 260

B. Par le chiffrage des objectifs.....	264
§2. – Renforcer les soutiens au stockage.....	268
A. Les soutiens directs	269
1. La consolidation de l’appel d’offres « stockage »	270
a) Les défauts rencontrés	270
b) Les ajustements nécessaires	272
i) Un champ d’application à préciser	273
ii) Réunir les conditions d’un dispositif transparent et rémunérateur	275
2. La mise en place d’un soutien spécifique à certaines installations de stockage : le cas des STEP	278
B. L’adaptation du soutien aux énergies renouvelables.....	281
1. Le stockage de l’électricité issue du réseau	282
2. L’évolution du cadre applicable aux garanties d’origine.....	283
SECTION 2. – LE NÉCESSAIRE RENFORCEMENT DES SOUTIENS ACCORDÉS AUX AUTOCONSOMMATEURS	287
§1. – En mettant à l’étude un soutien au stockage associé à une opération d’autoconsommation.....	288
§2. – Par la révision du soutien à l’autoconsommation.....	293
A. La fin du <i>net metering</i> : une évolution substantielle pour le stockage d’électricité..	293
B. Une adaptation du soutien au stockage d’électricité.....	296
1. Clarifier l’utilisation des dispositifs de stockage dans le cadre des opérations d’autoconsommation collective	296
2. Envisager en dernier recours une limitation de la vente en surplus.....	298
CONCLUSION DU CHAPITRE 2.....	301
CONCLUSION DU TITRE 1	304

TITRE 2
PAR LE RENFORCEMENT DE SIGNAUX ÉCONOMIQUES ADAPTÉS

CHAPITRE 1
POURSUIVRE L'INTÉGRATION DU STOCKAGE DANS LES MARCHÉS DE
L'ÉLECTRICITE

SECTION 1. – LA PARTICIPATION DU STOCKAGE AUX MARCHÉS DE GROS DE
L'ÉLECTRICITÉ..... 312

§1. – L'achat d'électricité pour revente après une période de stockage.....	313
A. Une activité destinée à l'arbitrage des prix sur les marchés de gros.....	314
1. Les marchés de gros de l'électricité.....	314
2. L'arbitrage des prix.....	317
a) La nature de l'opération.....	317
b) L'incertitude des revenus.....	318
B. Une activité pleinement encouragée.....	320
1. Les raisons.....	320
2. Les moyens légaux alloués.....	322
§2. – Le cadre juridique applicable à l'achat d'électricité pour revente après une période de	
stockage.....	325
A. Une activité de marché non réglementée.....	325
B. Des échanges soumis à une réglementation prudentielle.....	331
1. Des échanges relevant de la liberté contractuelle.....	331
2. Des échanges soumis à une réglementation prudentielle.....	332
a) Des opérateurs de stockage soumis au règlement n° 1227/2011.....	333
b) Des exigences différentes selon les profils.....	334

SECTION 2. – L'INTÉGRATION DU STOCKAGE AUX MARCHÉS
D'ÉQUILIBRAGE..... 340

§1. – La contribution du stockage à l'équilibre du système électrique.....	341
A. Des technologies de stockage complémentaires pour l'équilibre du système électrique	
.....	341
1. Les services auxiliaires fournis par le stockage.....	342
2. Des performances techniques variables selon les technologies de stockage.....	344
B. La gestion de l'équilibre du système électrique.....	345

1. Une mission partagée entre les responsables d'équilibre et RTE	346
a) Les responsables d'équilibre	346
b) Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.....	347
i) Les services système fréquence	348
ii) Le mécanisme d'ajustement	350
2. Des enjeux associant transition énergétique et intégration européenne.....	351
§2. – L'adaptation des marchés d'équilibrage au stockage d'électricité.....	353
A. Réviser et renforcer le cadre juridique communautaire	353
1. Des principes régissant le fonctionnement des marchés d'équilibrage appropriés au développement du stockage	354
2. Des règles opérationnelles inadaptées	357
3. Des perspectives d'amélioration	360
a) La refonte des lignes directrices et codes de réseau	360
b) L'introduction d'un critère environnemental	363
B. Parachever les règles de participation au niveau national	364
1. Les difficultés rencontrées	365
a) Les services système fréquence.....	365
i) La réserve primaire	365
ii) La réserve secondaire	368
iii) Les difficultés communes	371
b) Le mécanisme d'ajustement.....	372
2. Les solutions envisageables	375

SECTION 3. – L'INTÉGRATION DU STOCKAGE AU MARCHÉ DE LA CAPACITÉ
..... 378

§1. – Le cadre normatif français	381
A. La participation du stockage au mécanisme de capacité.....	381
B. La participation du stockage aux appels d'offres long terme	384
§2. – Le cadre normatif communautaire.....	387

CONCLUSION DU CHAPITRE 1.....	391
-------------------------------	-----

CHAPITRE 2
L'UTILISATION DU DROIT FISCAL POUR DÉVELOPPER LE STOCKAGE
D'ÉLECTRICITÉ

SECTION 1. – LA FISCALITÉ LIÉE À L'INSTALLATION DE STOCKAGE	396
§1. – L'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux.....	397
A. Un traitement discriminatoire à l'égard de certaines stations de transfert d'énergie par pompage	397
B. Les évolutions envisageables.....	400
§2. – La taxe foncière sur les propriétés bâties.....	402
SECTION 2. – LA FISCALITÉ LIÉE À L'ÉLECTRICITÉ STOCKÉE	406
§1. – Les principes généraux de la taxation de l'électricité.....	407
A. Une taxation à l'aval.....	407
B. Les dérogations.....	410
§2. – L'insuffisante objectivité à l'égard du stockage d'électricité.....	412
A. Une interprétation divergente, confuse et pénalisante.....	412
1. Une interprétation des règles juridiques divergente entre États membres.....	413
2. Une interprétation des règles juridiques contraires au droit de l'Union	415
B. Les voies d'amélioration.....	418
1. La révision de la directive 2003/96/CE	418
2. L'ajustement du traitement fiscal en droit interne	422
a) La nécessaire reconnaissance des spécificités du stockage d'électricité.....	422
b) Le recours à l'exonération.....	426
CONCLUSION DU CHAPITRE 2.....	430
CONCLUSION DU TITRE 2	433
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	436
TABLE DES ANNEXES.....	445
BIBLIOGRAPHIE	469
INDEX	523
TABLE DES MATIÈRES	533

RÉSUMÉ

Pour l'Agence internationale de l'énergie, la flexibilité est en passe de devenir « *la pierre angulaire de la sécurité électrique* ». Le stockage d'électricité est un des moyens de flexibilité indispensable pour atteindre les objectifs de transition énergétique que la France et l'Union européenne se sont fixés. En décalant la production d'électricité dans le temps, le stockage permet d'améliorer la gestion des réseaux, d'accroître la sécurité de l'approvisionnement en électricité, d'optimiser la production d'électricité renouvelable et de réduire les prix de l'électricité. Il contribue de manière générale à la diversification des moyens de flexibilité, nécessaire en raison de l'intermittence, de la variabilité et de la nature décentralisée de la production d'électricité renouvelable. Jusqu'en 2019, il n'existait pas de cadre juridique spécifique régissant l'activité de stockage d'électricité. Par commodité, les États membres de l'Union européenne considéraient les opérateurs de stockage à la fois comme des producteurs et des consommateurs finals d'électricité, ce qui entraînait des difficultés juridiques et des coûts supplémentaires, entravant ainsi le développement du stockage d'électricité. Toutefois, les choix politiques en matière d'énergie, axés principalement sur le développement de la production d'électricité renouvelable, ont suscité un regain d'intérêt pour le stockage. À partir de 2019, le législateur de l'Union a jeté les bases d'un cadre juridique pour l'activité de stockage d'électricité. Malgré cela, des lacunes significatives dans l'évolution de la législation concernant le stockage continuent d'être constatées. Cette thèse a pour objectif d'identifier ces difficultés et de proposer un cadre juridique adapté au développement du stockage d'électricité grâce à des initiatives légales, réglementaires et doctrinales.

MOTS CLÉS

Stockage d'électricité, Flexibilité, Système électrique, Énergies renouvelables, Marché intérieur de l'électricité, Régulation, Marchés de l'électricité, Réseaux électriques, Soutiens publics, Fiscalité.

ABSTRACT

For the International Energy Agency, flexibility is becoming "*the cornerstone of electricity security*". Electricity storage is one of the means of flexibility essential to achieve the energy transition objectives that France and the European Union have set themselves. By shifting electricity generation over time, electricity storage improves grid management, increases security of electricity supply, optimizes renewable energy production, and reduces electricity prices. In general, it contributes to the diversification of flexibilities, which is necessary due to the intermittency, variability and decentralised nature of renewable electricity generation. Until 2019, there was no specific legal framework governing the electricity storage business. For convenience, EU Member States considered storage operators as both producers and final consumers of electricity, which led to legal difficulties and additional costs, thus hampering the development of electricity storage. However, energy policy choices, focused mainly on the development of intermittent renewable electricity generation, have led to a renewed interest in storage. As of 2019, the EU legislator laid the foundations for a legal framework for the storage activity. Despite this, significant gaps in the evolution of the legislation concerning storage continue to be noted. The aim of this thesis is to identify these difficulties and to propose a legal framework adapted to the development of electricity storage through legal, regulatory and doctrinal initiatives.

KEYWORDS

Electricity Storage, Flexibility, Power System, Renewable Energy, Internal Electricity Market, Regulation, Electricity Markets, Electricity Grids, Public Support, Taxation.