

N° 2063

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUINZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 20 juin 2019.

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES, SUR LE PROJET DE LOI
relatif à l'énergie et au climat (n^{os} 1908 et 2032)

TOME II COMMENTAIRE DES ARTICLES

PAR M. ANTHONY CELLIER

Député

SOMMAIRE

	Pages
COMMENTAIRE DES ARTICLES	7
Chapitre I ^{er} – Objectifs de la politique énergétique.....	7
<i>Article 1^{er}</i> (article L. 100-4 du code de l'énergie) : Modification de certains objectifs de la politique énergétique	7
<i>Article 1^{er} bis</i> (article L. 141-1 du code de l'énergie) : Élaboration d'une synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie.....	13
<i>Article 1^{er} ter</i> (article L. 141-2 du code de l'énergie) : Introduction d'un volet relatif à la quantification des gisements d'énergies renouvelables dans la programmation pluriannuelle de l'énergie	13
<i>Article 1^{er} quater</i> (article L. 311-5-7 du code de l'énergie) : Précisions relatives au plan de programmation stratégique d'EDF	14
<i>Article 1^{er} quinquies</i> (article L. 131-3 du code de l'environnement) : Inscrire la lutte contre le changement climatique dans les missions de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	15
<i>Article 1^{er} sexies</i> (article LL. 222-1 B du code de l'environnement) : Introduire des objectifs de réduction de l'empreinte carbone de la France	16
<i>Article 1^{er} septies</i> : Obligation pour les constructeurs de proposer au moins un modèle fonctionnant à l'E85	18
<i>Article 1^{er} octies</i> : Rapport annuel remis par le Gouvernement sur les incidences positives et négatives du projet de loi de finances sur le réchauffement climatique.....	19
Chapitre II – Dispositions en faveur du climat.....	20
<i>Article 2</i> (chapitre II <i>bis</i> du titre III du livre I ^{er} et article L. 222-1 D du code de l'environnement, articles L. 141-4 et L. 145-1 du code de l'énergie) : Création du Haut Conseil pour le climat	20
<i>Article 2 bis</i> (article L. 4251-1 du code général des collectivités territoriales) : Prise en compte des avis du Haut Conseil pour le climat par les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires.....	20
<i>Article 3</i> (art. L.311-563 du code de l'énergie) : Plafonnement en 2022 des émissions de gaz à effet de serre pouvant être émises par les centrales existantes à combustibles fossiles	20

<i>Article 3 bis</i> (article 6 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989) : Fixation du critère de performance énergétique d'un logement « décent » en fonction d'un maximum de consommation d'énergie finale.....	28
<i>Article 3 ter</i> (articles 18 et 23-1 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989) : Révision du loyer, en cas de travaux, conditionnée à l'atteinte, au minimum, de la classe E du diagnostic de performance énergétique (DPE)	29
<i>Article 3 quater</i> (article L. 111-10-4-1 [nouveau] du code de la construction et de l'habitation) : Consigner jusqu'à 5 % du prix de vente d'un logement classé F ou G pour financer des travaux de rénovation énergétique visant à atteindre la classe E	30
<i>Article 3 quinquies</i> (article L.134-1 du code de la construction et de l'habitation) : Double calcul de la consommation figurant sur le diagnostic de performance énergétique (en énergie primaire et finale).....	30
<i>Article 3 sexies</i> (articles L. 134-3 et L. 134-3-1 du code de la construction et de l'habitation) : Intégration d'un audit énergétique dans le diagnostic de performance énergétique (DPE) des logements classés F et G.....	31
<i>Article 3 septies</i> (articles L. 134-4-3 et L. 721-1 du code de la construction et de l'habitation ; article 3 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989) : Affichage des dépenses conventionnelles pour le chauffage, le froid et l'eau chaude sanitaire en cas de vente ou location d'un bien.....	32
<i>Article 3 octies</i> (article L. 321-1 du code de la construction et de l'habitation) : Possibilité pour l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) d'avoir accès aux diagnostics de performance énergétique et aux informations détenues par les caisses d'allocation familiale.....	32
<i>Article 3 nonies</i> : Rapport au Parlement sur l'atteinte de nos objectifs de rénovation	33
<i>Article 3 decies</i> : Fin des subventions publiques sous forme de garanties à pour des opérations liées aux énergies fossiles.....	33
<i>Article 3 undecies</i> (article L. 229–25 du code de l'environnement) : Précisions relatives au bilan des émissions de gaz à effet de serre que doivent établir l'État, les collectivités et certaines entreprises	34
<i>Article 3 duodecies</i> (article L. 533-22-1 du code monétaire et financier) : Renforcement de la transparence dans l'évaluation du risque climatique de certains portefeuilles d'investissement.....	35
Chapitre III – Mesures de simplification relatives à l'évaluation environnementale.....	36
<i>Article 4</i> (articles L. 122-1 et L. 122-3-4 du code de l'environnement) : Définition de l'autorité chargée de l'examen au cas par cas dans le cadre de l'évaluation environnementale	36
<i>Article 4 bis</i> (article L. 512-7-2 du code de l'environnement) : Élargissement des critères permettant de substituer la procédure d'autorisation à la procédure d'enregistrement pour les installations classées pour la protection de l'environnement	36
<i>Article 4 ter</i> (article L. 515-16-1 du code de l'environnement) : Possibilité de déroger aux interdictions et prescriptions fixées par le plans de prévention des risques technologiques pour permettre la réalisation d'un projet d'énergie renouvelable.....	36
<i>Article 4 quater</i> (articles L. 311-13 [nouveau] du code de justice administrative) : Compétence du Conseil d'État en premier et dernier ressort pour connaître des litiges relatifs à l'éolien en mer	37

Chapitre IV – Lutte contre la fraude aux certificats d'économies d'énergie	38
<i>Article 5</i> (articles L. 222-2 et L. 222-10 [nouveau] du code de l'énergie et article L. 561-31 du code monétaire et financier) : Renforcement de l'efficacité des contrôles conduits par le pôle national des certificats d'économie d'énergie (PNCEE).....	38
<i>Article 5 bis</i> (articles L.221-7-1 [nouveau], L. 221-8, L. 221-11 et L. 221-12 du code de l'énergie) : Lutter contre la spéculation sur le marché des certificats d'économie d'énergie et mieux articuler économies d'énergie et réduction des émissions de gaz à effet de serre	46
Chapitre V – Mise en œuvre du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »	47
<i>Article 6</i> : Habilitation à légiférer par ordonnance pour transposer le 4 ^{ème} paquet européen relatif à l'énergie	47
<i>Article 6 bis</i> (article L. 111-7 du code de l'urbanisme) : Possibilité, pour les projets de production d'énergie solaire, de déroger aux interdictions de construction le long des routes et autoroutes	53
<i>Article 6 ter</i> (article L. 111-16 du code de l'urbanisme) : Faciliter l'installation de dispositifs d'énergie renouvelable sur les ombrières des aires de stationnement	53
<i>Article 6 quater</i> (article L. 111-18-1 [nouveau] et L. 111-19 du code de l'urbanisme) : Obligation de disposer de 30 % de toiture végétalisée ou comportant des énergies renouvelables pour les nouveaux entrepôts, industries et commerces, y compris parkings couverts, de plus de 1000m ² d'emprise.....	54
<i>Article 6 quinquies</i> (article L. 152-5 du code de l'urbanisme) : Possibilité de déroger à certaines règles d'urbanisme pour les ombrières dotées de procédés de production d'énergies renouvelables situées sur des aires de stationnement.....	55
<i>Article 6 sexies</i> (article L. 111-97 du code de l'énergie) : Droit d'accès aux réseaux de gaz pour les producteurs de gaz renouvelables et de gaz de récupération.....	56
<i>Article 6 septies</i> (articles L. 446-1, L. 446-3 [abrogé], L. 446-4 et L. 446-6 à L. 446-10 [nouveaux] du code de l'énergie) : Réforme du dispositif des garanties d'origine du biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel pour l'aligner sur le dispositif des garanties d'origine de l'électricité renouvelable.....	56
<i>Article 6 octies</i> (article L. 447-1 [nouveau] du code de l'énergie) : Mise en place d'un cadre juridique pour l'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables, notamment par voie d'ordonnance.....	57
Chapitre VI – Régulation de l'énergie	58
<i>Article 7</i> (article L. 132-2 du code de l'énergie) : Possibilité pour la Commission de régulation de l'énergie de recourir à la transaction et précisions relatives aux procédures de règlement des différends et des sanctions	58
<i>Article 7 bis</i> (articles L. 121-7 et L. 141-5 du code de l'énergie) : Possibilité pour les collectivités et opérateurs publics dans les zones interconnectées de contractualiser directement avec les acteurs de la maîtrise de la demande sans passer par le fournisseur historique.....	62
<i>Article 7 ter</i> (article L. 134-18 du code de l'énergie) : Possibilité pour la Commission de régulation de l'énergie de déléguer certaines attributions	63
<i>Article 7 quater</i> (article L. 322-8 du code de l'énergie) : Déploiement expérimental de réseaux et d'infrastructures électriques intelligents	63

<i>Article 8</i> (article L. 336-5 du code de l'énergie) : Adaptation des modalités de calcul du complément de prix en cas d'atteinte du plafond global d'ARENH.....	64
<i>Article 8 bis</i> (article L. 134-4 du code de l'énergie) : Amendement de coordination juridique.....	70
Chapitre VII – Tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité.....	70
<i>Article 9</i> (art. L. 111-88, L. 121-32, L. 121-46, L. 131-4 [nouveau], art. L. 441-4 et L. 441-5 [supprimés], art. L. 443-6, art. L. 443-9-1, L. 443-9-2 et L. 443-9-3 [nouveau], art. L. 445-1 à L. 445-4 [supprimés] du code de l'énergie ; art.L.224-3, du code de la consommation, art. L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, art. 1519 HA du code général des impôts) : Suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	70
<i>Article 10</i> (articles L.121-5, L.333-3, L.333-3-1 [nouveau], L.337-7 et L.337-9 du code de l'énergie) : Restriction du champ d'éligibilité aux tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité.....	74
<i>Article 11</i> (articles L. 122-3, L. 122-5, L. 134-15-1 [nouveau] et L. 134-16 du code de l'énergie) : Mesures d'accompagnement de la poursuite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.....	80
<i>Article 12</i> : Mesures d'extinction des dispositifs transitoires mis en place lors des précédentes réformes des tarifs réglementés de vente (TRV)	82

COMMENTAIRE DES ARTICLES

CHAPITRE I^{ER}

Objectifs de la politique énergétique

Article 1^{er}

(article L. 100-4 du code de l'énergie)

Modification de certains objectifs de la politique énergétique

Adopté par la commission avec modifications

L'article 1^{er} modifie certains objectifs de la politique énergétique, qui avaient été fixés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ⁽¹⁾, et qui figurent à l'article L.100-4 du code de l'énergie :

– **il transcrit dans la loi l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050** figurant dans le « Plan climat » de juillet 2017. Il supprime, en conséquence, l'objectif de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 et le remplace par un objectif plus ambitieux consistant à diviser ces émissions par un facteur supérieur à 6 ;

– **il revoit à la hausse l'ambition de réduction de la consommation d'énergies fossiles** : cette consommation devra être réduite de 40 %, et non plus seulement de 30 %, à l'horizon 2030 par rapport à 2012. Les mesures proposées dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) conduisent, entre 2012 et 2030, à une baisse de 82 % des consommations de charbon, de 41 % des consommations de produits pétroliers et de 27 % des consommations de gaz d'origine fossile ;

– **il reporte de 2025 à 2035 la date à laquelle la part du nucléaire dans la production d'électricité doit être réduite à 50 %**. Le projet de PPE prévoit la fermeture de 14 réacteurs nucléaires de 900 mégawatts (MW), d'ici 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim dès 2020.

⁽¹⁾ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

1. L'état du droit

a. La réduction des émissions de gaz à effet de serre

i. Le droit national

L'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoit une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et une division par quatre des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050.

L'article L. 222-1 A du code de l'environnement prévoit la fixation tous les cinq ans, par décret, d'un plafond national des émissions de gaz à effet de serre dénommé « budget carbone ». **Le décret du 18 novembre 2015⁽¹⁾ a fixé les trois premiers budgets carbone**, pour les périodes 2015-2018, 2019-2023, 2024-2028.

Le comité d'experts pour la transition énergétique (CETE) a remis un rapport sur le respect des budgets-carbone nationaux déjà fixés. **Ce rapport fait état d'un dépassement significatif du premier budget carbone** (+ 72 millions de tonnes équivalent CO₂ (Mt CO₂eq) sur la période 2015-2018). Les émissions sont très au-dessus des valeurs indicatives anticipées par la stratégie nationale bas carbone (SNBC) de 2015 pour le bâtiment (+ 22 %), les transports (+ 11 %) et l'agriculture (+ 3 %). Le dépassement pourrait s'aggraver pour le deuxième budget carbone (2019-2023). C'est la raison pour laquelle **la SNBC, qui devrait être prochainement publiée, vise à accentuer le rythme de décarbonation de l'économie nationale, et à réduire encore davantage les émissions importées.**

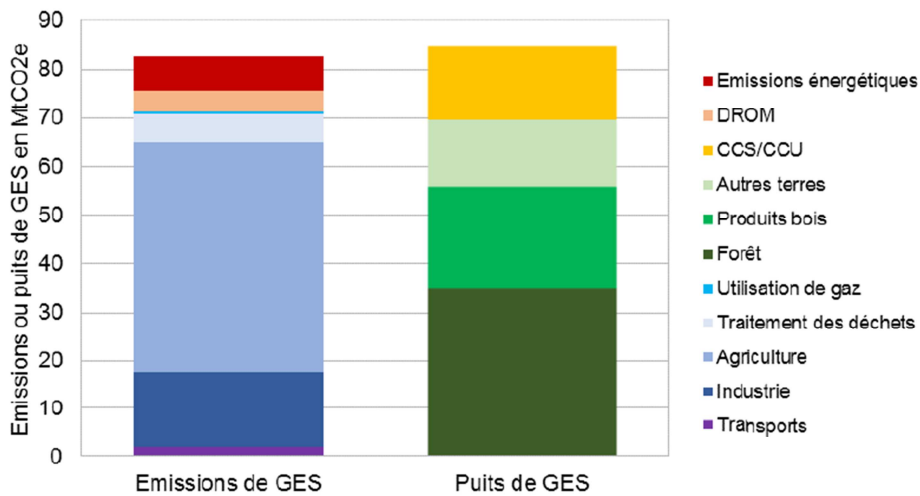
Cette nouvelle stratégie prend en compte l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 prévu par le « Plan climat » présenté en juillet 2017. La neutralité carbone est entendue dans les termes de l'accord de Paris, comme un équilibre entre les émissions et les absorptions liées aux activités humaines de gaz à effet de serre. Les absorptions peuvent résulter du puits de carbone naturel (forêt et terres agricoles) ou du captage et du stockage de carbone (CSC). La France dispose de trois principaux bassins sédimentaires dans lesquels le stockage terrestre serait possible (bassin parisien, bassin aquitain, bassin du sud-est et Provence). À noter que les procédés d'utilisation du CO₂ capté peuvent également contribuer à la neutralité carbone, notamment s'ils stockent le CO₂ dans des produits à durée de vie longue (comme des matériaux de construction).

Selon le scénario de référence⁽²⁾ utilisé pour élaborer la SNBC, la neutralité carbone à l'horizon 2050 est possible mais nécessite une sollicitation importante des leviers de sobriété énergétique. Le puits de carbone naturel optimisé et durable, ajouté à une estimation du puits de capture et stockage du carbone, permet d'équilibrer uniquement les émissions résiduelles non énergétiques (agriculture et procédés industriels) ainsi que certaines émissions énergétiques inévitables (transport aérien et fuites de gaz principalement).

(1) Décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone.

(2) La SNBC s'appuie sur un scénario de référence intitulé « Avec Mesures Supplémentaires » (AMS).

PUITS ET ÉMISSIONS DE GES EN 2050 DANS LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE



Source : Stratégie nationale bas carbone

DROM : département et région d'outre-mer

CCS / CCU : capture et stockage du carbone / capture et utilisation du carbone

ii. Le droit international

La France a conclu différents engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Certains ont été pris au niveau international, dans le cadre du protocole de Kyoto (1997) ou de l'accord de Paris (2016). **Pour rappel, l'accord de Paris vise la neutralité carbone au cours de la deuxième moitié du siècle.**

Afin d'atteindre ses objectifs de réductions d'émissions, l'Union européenne a mis en place, d'une part, un marché carbone communautaire ainsi qu'un règlement⁽¹⁾ qui répartit entre les États membres l'effort de réduction à effectuer dans les secteurs non couverts par le marché carbone. **Au titre de ce règlement, la France doit réduire ses émissions non couvertes par le marché carbone de 14 % en 2020 et de 37 % en 2030.** La trajectoire actuelle des émissions permet de garantir que l'objectif de 2020 sera tenu ; la nouvelle SNBC devrait permettre de garantir l'atteinte de l'objectif 2030.

b. La baisse de la consommation primaire d'énergies fossiles

À la suite de l'adoption de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoit de **réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par**

(1) Règlement (UE) 2018/842 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 relatif aux réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030 contribuant à l'action pour le climat afin de respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris et modifiant le règlement (UE) n° 525/2013.

rapport à l'année de référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune.

La consommation primaire d'énergies fossiles reste importante en France : elle est de 121,4 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) en 2017. Corrigé des variations climatiques, le bouquet énergétique primaire de la France se compose, en 2017, de 40 % de nucléaire, de 29 % de pétrole, de 16 % de gaz, de 4 % de charbon et de 11 % d'énergies renouvelables et déchets ⁽¹⁾. **Les consommations primaires d'énergie fossile ont baissé de 11 % ces dix dernières années et de 3 % par rapport à 2012** ⁽²⁾. La consommation primaire de charbon a baissé de 26 % ces dix dernières années, celle de pétrole de 13 % et celle de gaz naturel de 3 %.

c. La réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2035

À la suite de l'adoption de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'article L.100-4 du code de l'énergie prévoit de **réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025**.

Le parc nucléaire français est actuellement constitué de 58 réacteurs électronucléaires répartis sur 19 centrales différentes, pour une puissance installée de 63,2 GW et une production de 379,1 TWh en 2017, soit 71,6 % de la production électrique totale. **À noter qu'en termes de capacité, la capacité nucléaire représente déjà aujourd'hui moins de 50 % de la puissance installée en France (47 % au 1^{er} janvier 2017).**

2. Le projet de loi

a. Le renforcement de l'ambition de baisse des émissions de gaz à effet de serre pour l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050

L'alinéa 2 transcrit dans la loi l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, lequel figure dans le « Plan climat » de juillet 2017. Cet alinéa supprime, en conséquence, l'objectif de diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 et le remplace par un objectif plus ambitieux consistant à diviser ces émissions par un facteur supérieur à six.

b. Le renforcement de l'objectif de baisse des consommations d'énergies fossiles

L'atteinte de la neutralité carbone nécessite de décarboner totalement l'énergie consommée, en mobilisant l'électricité décarbonée, le gaz renouvelable, la chaleur renouvelable et la biomasse. Cela passe par une réduction accrue des

(1) « Chiffres clés de l'énergie – Édition 2018 », Commissariat général au développement durable

(2) D'après le rapport remis par le Gouvernement au Parlement sur le suivi de l'atteinte des objectifs de politique énergétique

consommations d'énergies fossiles, notamment dans le secteur des transports et du bâtiment.

L'alinéa 3 du projet de loi prévoit ainsi de revoir à la hausse l'ambition de réduction de la consommation d'énergies fossiles en fixant un objectif de 40 % de baisse et non plus de 30 %, à l'horizon 2030 par rapport à 2012.

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie a été élaboré en prenant en compte un objectif de réduction des consommations d'énergies fossiles de 40 % en 2030. Les mesures proposées conduisent aux baisses de consommation primaires suivantes :

– une **baisse de 82 % des consommations de charbon** entre 2012 (138 TWh) et 2030 (25 TWh) grâce à l'arrêt prévu des centrales à charbon et à la fin du chauffage au charbon pour les particuliers ;

– une **baisse de 41 % des consommations de produits pétroliers** entre 2012 (868 TWh) et 2030 (510 TWh) grâce, notamment, au développement des carburants alternatifs ;

– une **baisse des consommations de gaz d'origine fossile de 27 %** entre 2012 (444 TWh) et 2030 (325 TWh) grâce, notamment, à la rénovation énergétique des bâtiments.

c. Le report de la date d'atteinte de 50 % de nucléaire dans la production électrique à 2035

L'alinéa 4 du projet de loi reporte la date d'atteinte de 50 % de nucléaire dans la production électrique à 2035. Ce report avait été annoncé dans la communication du conseil des ministres du 7 novembre 2017. **Il repose sur les études de RTE qui a montré, dans son bilan prévisionnel 2018, la difficulté d'atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire dans la production électrique à l'horizon 2025.** La trajectoire de déclassement du nucléaire nécessaire à un tel objectif aurait impliqué la fermeture de 24 réacteurs, soit 22 gigawatts (GW) de capacité nucléaire, en cinq années, de 2020 à 2025. Cela aurait conduit à un rythme de déclassement extrêmement rapide, qui ne trouve pas d'équivalent parmi les pays ayant mis en œuvre un programme de sortie du nucléaire. Cela aurait également eu pour conséquence un développement important de nouveaux moyens thermiques et une forte hausse des émissions de CO₂, en contradiction avec les objectifs de décarbonation de la France.

Le projet de PPE a été élaboré en prenant en compte ce report à 2035. Il prévoit la fermeture de 14 réacteurs nucléaires de 900 MW, d'ici 2035, dont les deux réacteurs de Fessenheim dès 2020. Le calendrier de fermeture des centrales respectera les échéances de la cinquième visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de deux réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE en 2027 et en 2028. La fermeture de deux réacteurs additionnels pourra

intervenir à l’horizon 2025-2026, sur la base d’une décision à prendre en 2023, si certaines conditions relatives au prix de l’électricité et à l’évolution du marché de l’électricité à l’échelle européenne sont remplies. **Le Gouvernement identifiera les sites faisant prioritairement l’objet de fermetures, sur la base de la programmation transmise par EDF pendant la période de consultation du projet de PPE.** Sauf exception, la décroissance du parc nucléaire ne conduira pas à l’arrêt complet d’un site nucléaire.

3. La position de la commission

La commission a adopté neuf amendements sur cet article 1^{er}. **Elle a tout d’abord souhaité préciser que les objectifs de la politique énergétique nationale doivent être fixés pour répondre à « l’urgence écologique et climatique ».** En adoptant cet amendement, la commission a voulu insister sur la nécessité d’accélérer les mesures de lutte contre le réchauffement climatique, afin d’éviter des conséquences irréversibles pour notre planète.

L’atteinte de la neutralité carbone est un objectif profondément ambitieux qui suppose une décarbonation quasi-complète de notre production et consommation d’énergie. La commission a donc souhaité en donner une définition précise à l’article 1^{er}. **L’amendement de votre rapporteur, qui a été adopté, définit la neutralité carbone comme un équilibre entre les émissions anthropiques, c’est-à-dire relatives à l’activité humaine, et les absorptions anthropiques de gaz à effet de serre sur le territoire national.** Il s’agit de la définition de la neutralité carbone figurant à l’article 4 de l’accord de Paris. La disposition adoptée précise que le périmètre exact des émissions et absorptions comptabilisées correspond à celui des inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GES). Elle indique également que la neutralité carbone s’entend sans utilisation de crédits internationaux de compensation carbone ⁽¹⁾.

La commission a souhaité inscrire, à l’article 1^{er}, dans les grands objectifs de la politique énergétique **celui d’encourager et d’augmenter la production d’énergie hydroélectrique sur tout le territoire.**

Enfin, la commission a adopté une disposition, à l’initiative de la commission du développement durable et de l’aménagement du territoire, prévoyant une **feuille de route de la rénovation énergétique annexée à la PPE**. Cette feuille de route permettra notamment de définir les actions prioritaires, ainsi que les dispositifs d’aide, tout en donnant une vision claire de l’état d’avancement des rénovations devant être effectuées dans le cadre de la PPE.

(1) Ces crédits permettent à un émetteur de gaz à effet de serre de compenser ses émissions par des projets à l’étranger qui évitent des émissions ou qui séquestrent du carbone.

Article 1^{er} bis

(article L. 141-1 du code de l'énergie)

Élaboration d'une synthèse de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L.141-2 du code de l'énergie liste les différents volets que doit contenir la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). **Il ne précise pas que la PPE doit faire l'objet d'une synthèse écrite.** Néanmoins, la première PPE, élaborée en 2016, a bien fait l'objet d'une synthèse.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 1^{er} bis, adopté avec l'avis favorable de votre rapporteur, inscrit dans la loi l'obligation, pour la PPE, de faire l'objet d'une synthèse pédagogique accessible au public. Il est, en effet, nécessaire que chacun puisse avoir accès à une information claire et vulgarisée relative à la politique énergétique de notre pays.

Article 1^{er} ter

(article L. 141-2 du code de l'énergie)

Introduction d'un volet relatif à la quantification des gisements d'énergies renouvelables dans la programmation pluriannuelle de l'énergie

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L.141-2 du code de l'énergie liste les différents volets que doit contenir la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Un des volets porte sur le développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération. **Si l'article L.141-2 du code de l'énergie ne précise pas explicitement que la PPE évalue le gisement d'énergies renouvelables disponibles sur le territoire, force est de constater que, dans les faits, la PPE contient bien une quantification du gisement d'énergies renouvelables.**

2. Les dispositions adoptées par la commission

La commission a adopté l'article 1^{er} ter qui ajoute un volet supplémentaire à la PPE, celui visant à quantifier les gisements d'énergies renouvelables disponibles, dans une perspective de neutralité carbone. Une telle quantification est, en effet, essentielle pour élaborer une programmation de notre mix énergétique qui soit la plus cohérente et la plus opérante possible. La commission juge indispensable de prendre en compte la neutralité carbone. Ainsi, par exemple, la mobilisation de la biomasse agricole et forestière doit être mise en balance avec le stockage du carbone dans les sols.

L'article 1^{er} ter prévoit également que ce nouveau volet de la PPE identifie la capacité de production d'énergies renouvelables par région et élabore des schémas régionaux en termes d'utilisation et de production de la biomasse. Votre rapporteur approuve la nécessité de mieux identifier le potentiel d'énergies renouvelables de chaque région mais estime que ce n'est néanmoins pas à la programmation nationale d'élaborer des schémas régionaux de mobilisation des énergies renouvelables.

Article 1^{er} quater

(article L. 311-5-7 du code de l'énergie)

Précisions relatives au plan de programmation stratégique d'EDF

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L. 311-5-7 du code de l'énergie prévoit que tout exploitant produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité établit un plan stratégique qui présente les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE.

Cet article précise également le contenu du plan de programmation. Ce dernier propose, si besoin, les évolutions des installations de production d'électricité, en particulier d'origine nucléaire, nécessaires pour atteindre les objectifs de la première période de la PPE.

La compatibilité du plan stratégique avec la PPE est soumise à l'approbation de l'autorité administrative. Si la compatibilité n'est pas constatée, l'exploitant doit élaborer un nouveau plan stratégique selon les mêmes modalités. Aucune procédure n'est cependant prévue dans le cas où l'exploitant ne remettrait pas de nouveau plan ou remettrait un second plan toujours incompatible avec la PPE.

L'exploitant rend compte, en principe, chaque année, devant les commissions permanentes du Parlement chargées de l'énergie, du développement durable et des finances, de la mise en œuvre de son plan stratégique et de la façon dont il contribue aux objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 1^{er} *quater* renforce la portée du plan stratégique d'EDF en prévoyant qu'**il porte, non plus seulement sur la première période de la PPE, mais bien sur les deux périodes.**

L'article 1^{er} quater inclut de manière explicite les centrales thermiques à flamme dans le plan stratégique d'EDF et renforce la compatibilité de ce plan avec la PPE, en donnant les moyens au ministre de l'énergie de sanctionner EDF si, après mise en demeure, le plan stratégique n'est toujours pas jugé compatible avec la programmation nationale.

Au-delà du renforcement de la portée du plan stratégique, **la commission a souhaité permettre aux parlementaires d'être davantage informés des évolutions envisagées par EDF.** L'article 1^{er} *quater* prévoit qu'EDF doit également rendre compte des dispositifs d'accompagnement mis en place pour les salariés des installations de production d'électricité dont l'emploi serait supprimé du fait de la fermeture de ces installations. En toute cohérence, la commission des affaires sociales est associée à la présentation du plan stratégique d'EDF.

Article 1^{er} quinquies

(article L. 131-3 du code de l'environnement)

Inscrire la lutte contre le changement climatique dans les missions de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) est un établissement public de l'État à caractère industriel et commercial. L'ADEME exerce des actions dans plusieurs domaines, au nombre desquels figurent la prévention et la lutte contre la pollution de l'air ; la prévention de la production de déchets ; le réaménagement et la surveillance de certaines installations de stockage de déchets ultimes; la réalisation d'économies d'énergie et de matières premières et le développement des énergies renouvelables, notamment d'origine végétale ; le développement des technologies propres et économes et la lutte contre les nuisances sonores.

2. Les dispositions adoptées par la commission

La commission a souhaité ajouter explicitement la lutte contre le réchauffement climatique aux missions de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, acteur majeur de la transition écologique et énergétique en France.

Article 1^{er} sexies

(article LL. 222-1 B du code de l'environnement)

Introduire des objectifs de réduction de l'empreinte carbone de la France

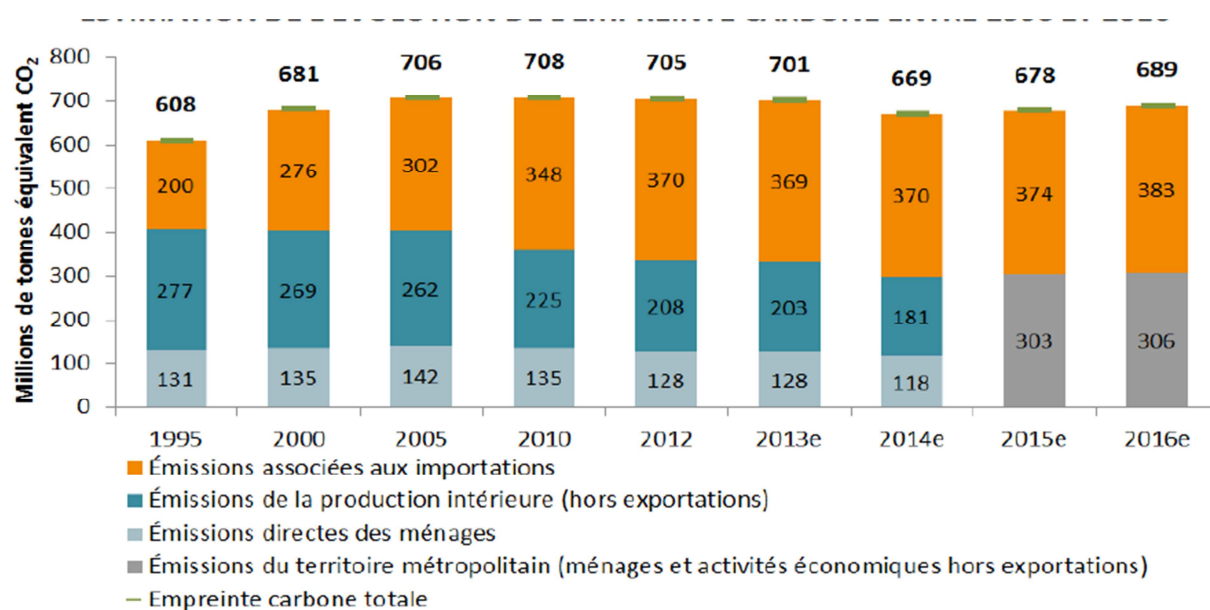
Introduit par la commission

1. L'état du droit

Le code de l'environnement prévoit aujourd'hui des plafonds d'émissions de gaz à effet de serre fixés tous les cinq ans par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). **Il ne prévoit pas d'objectifs en termes de réduction de notre empreinte carbone.** L'empreinte carbone est la contribution nationale au réchauffement climatique du point de vue du consommateur, plutôt que de celui du producteur. À la différence des émissions produites sur le territoire, elle inclut les émissions de GES associées aux biens et services importés, et exclut celles associées aux biens et services exportés.

En 2017, l'empreinte carbone (estimée à 749 millions de tonnes équivalent CO₂ [Mt CO₂eq]) **est 1,7 fois plus importante que les émissions territoriales** (446 Mt CO₂eq). Ce ratio est plus important en outre-mer du fait de l'importance des importations dans ces territoires. Rapportée à chaque habitant, en 2015, l'empreinte carbone des Français, de 11 tonnes de CO₂eq par personne, est légèrement supérieure à celle de 1995. Or, comme l'indique la SNBC, pour limiter l'augmentation des températures à + 2°, il faut viser, dès les prochaines décennies, une empreinte carbone à l'échelle mondiale de 2 tonnes de CO₂eq par personne.

ESTIMATION DE L'ÉVOLUTION DE L'EMPREINTE CARBONE ENTRE 1995 ET 2016



Note : empreinte calculée pour les trois principaux gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O)
: e = estimation

Champ : France métropolitaine

Source : AIE, Citepa, Douanes, Eurostat, Insee, Météo France. Traitements : SOeS, 2017.

Source : projet de Stratégie nationale bas carbone 2019-2023

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 1^{er} *sexies*, issu d'un amendement de votre rapporteur, définit l'empreinte carbone et prévoit de fixer des objectifs de réduction de cette empreinte dans chaque Stratégie nationale bas-carbone. Votre rapporteur insiste sur l'importance de cet indicateur ainsi que sur la nécessité de mieux maîtriser le contenu carbone des produits importés, d'encourager tous les acteurs économiques à une meilleure maîtrise de leur empreinte carbone et d'accompagner les citoyens dans leur propre transition bas-carbone.

Les méthodologies de calcul étant encore loin d'être stabilisées, le nouvel article prévoit l'introduction d'objectifs de réduction de l'empreinte carbone à partir de la prochaine SNBC, soit en 2022. Calculer l'empreinte carbone nécessite, en effet, d'avoir des informations précises sur les structures des économies nationales et de l'Union européenne, sur les lieux de production des produits consommés en France ainsi que sur l'intensité en GES des modes de production de chaque pays producteur. De nombreuses hypothèses simplificatrices sont actuellement faites pour calculer l'empreinte carbone de la France (par exemple, l'intensité en GES des modes de production n'est aujourd'hui pas disponible par pays, mais est estimée par grandes régions mondiales).

Article 1^{er} septies

Obligation pour les constructeurs de proposer au moins un modèle fonctionnant à l'E85

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Le carburant superéthanol-E85 contient entre 65 et 85 % en volume d'éthanol. Ce carburant est disponible en station-service depuis 2007 et est destiné à des véhicules dédiés, appelés véhicules *Flex Fuel* (ou véhicules à carburant modulable), qui disposent des adaptations nécessaires à l'utilisation du superéthanol-E85 (système d'injection, réglages du moteur, compatibilité des matériaux plastiques et des joints, dispositions spécifiques pour assurer le démarrage à froid). D'après le syndicat national des producteurs d'alcool agricole (SNPAA), ce carburant représente aujourd'hui 1,7 % du marché des carburants essence et 1 050 stations le proposent.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 1^{er} septies prévoit qu'à compter du 31 décembre 2022, les constructeurs qui commercialisent sur le territoire français des véhicules et engins roulants à motorisation hybride essence proposent au moins un modèle de motorisation hybride à carburant modulable fonctionnant au superéthanol-E85.

Si votre rapporteur partage l'objectif de développement d'un mix propre et décarboné, il lui semble extrêmement compliqué, voire contraire au droit européen, d'imposer certains types de motorisation aux constructeurs. Votre rapporteur est davantage favorable au principe de neutralité technologique pour parvenir à la décarbonation des carburants (bonus écologique pour les véhicules émettant moins de 20gCO₂, prime à la conversion pour les véhicules relevant au moins de la catégorie Crit'Air 2).

Article 1^{er} octies

Rapport annuel remis par le Gouvernement sur les incidences positives et négatives du projet de loi de finances sur le réchauffement climatique

Introduit par la commission

1. L'état du droit

À la suite de la mise en place du conseil de défense écologique, le Gouvernement a annoncé vouloir mettre en œuvre une démarche de « budget vert », c'est-à-dire une démarche permettant de vérifier la compatibilité entre le budget français et les engagements de la France sur le plan environnemental. Le « budget vert » est un exercice techniquement et intellectuellement ambitieux sur lequel une mission de diverses inspections générales est en cours et doit rendre ses premières préconisations d'ici à l'été 2019.

Pour rappel, l'article 206 de la loi de finances pour 2019 ⁽¹⁾ prévoit déjà que le Gouvernement remette, au moment de l'examen du projet de loi de finances, un rapport intitulé « financement de la transition écologique ».

2. Les dispositions adoptées par la commission

La commission a adopté une disposition, à l'initiative de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire, introduisant une démarche de « budget vert » : **l'article 1^{er} octies prévoit que le Gouvernement devra remettre, chaque année à partir du 1^{er} octobre 2020, un rapport sur la compatibilité du projet de loi de finances avec l'objectif international de limitation du réchauffement climatique.** Cette évaluation est notamment établie au regard des engagements de la France en matière d'émissions de gaz à effet de serre.

Votre rapporteur se félicite de cet article qui permettra au Parlement de disposer d'une vision globale et précise des conséquences de l'action publique sur les stratégies environnementales de long terme définies au niveau national et international.

(1) Loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

CHAPITRE II
Dispositions en faveur du climat

Article 2

(chapitre II *bis* du titre III du livre I^{er} et article L. 222-1 D du code de l'environnement, articles L. 141-4 et L. 145-1 du code de l'énergie)

Création du Haut Conseil pour le climat

Cet article est délégué au fond à la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire. Voir le rapport pour avis de Mme Nathalie Sarles (n° 2031) : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/rapports/r2031.asp>.

Article 2 bis

(article L. 4251-1 du code général des collectivités territoriales)

Prise en compte des avis du Haut Conseil pour le climat par les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

Cet article est délégué au fond à la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire. Voir le rapport pour avis de Mme Nathalie Sarles (n° 2031) : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/rapports/r2031.asp>.

Article 3

(art. L.311-563 du code de l'énergie)

Plafonnement en 2022 des émissions de gaz à effet de serre pouvant être émises par les centrales existantes à combustibles fossiles

Adopté par la commission avec modifications

L'article 3 prévoit qu'un décret plafonnera, en 2022, les émissions de gaz à effet de serre pouvant être émises par les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles situées en métropole continentale et émettant plus de 0,550 tonne d'équivalents CO₂ par heure. Seront concernées les centrales à charbon ainsi que les turbines à combustion gaz et fioul. Le niveau de plafond qui devrait être fixé (0,7 kilotonne de CO₂ équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée, d'après l'étude d'impact) conduira les exploitants des centrales à cesser l'exploitation des tranches fonctionnant au charbon.

Comme l'a précisé le Conseil d'État dans son avis sur le projet de loi, cette mesure trouve sa justification dans un motif d'intérêt général : la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En 2017, la production des centrales à charbon a représenté 1,8 % de la production électrique nationale, mais 35 % des émissions de gaz à effet de serre du secteur de la production électrique.

L'article prévoit également une habilitation du Gouvernement à légiférer par

ordonnance pour mettre en place un accompagnement spécifique des salariés dont l'emploi serait supprimé à la suite de la fermeture des tranches fonctionnant au charbon. À noter qu'un important travail de concertation a d'ores et déjà débuté, sous l'égide du délégué interministériel à l'avenir des territoires de Fessenheim et des centrales à charbon.

1. L'état du droit

Le parc thermique (centrales au charbon, au fioul et au gaz) est composé de près de 1 200 installations de taille très variable d'une capacité totale de production de 18,9 GW. En 2017, ces installations ont produit 54,4 TWh soient 10,3 % de la production totale d'électricité. Le parc thermique au fioul est composé exclusivement de turbines à combustion ⁽¹⁾ (1,1 GW de capacité installée). Le parc des centrales à charbon de forte puissance est composé de quatre centrales, pour une puissance installée totale de près de 3 GW. Les centrales à cycle combiné gaz (CCG) ⁽²⁾ constituent l'essentiel du parc de production thermique à gaz (fin 2017, la capacité installée de CCG et de cogénération gaz est de 11,9 GW).

Les centrales à charbon sont fortement émettrices de gaz à effet de serre : en 2017, la production des centrales à charbon a représenté 9,7 TWh de production soit 1,8 % de la production électrique nationale, mais 35 % des émissions de GES du secteur de la production électrique.

a. Les dispositions existantes ont empêché la construction de nouvelles centrales à charbon et ont conduit à l'arrêt des centrales les plus polluantes

Aucune nouvelle centrale à charbon n'a été mise en service en France depuis 1984. **Les dispositions existantes ont d'ailleurs empêché la construction de nouvelles centrales à charbon.** La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit la possibilité de restreindre le nombre annuel d'heures de fonctionnement d'une nouvelle installation thermique de production d'électricité (article L. 311-5-3 du code de l'énergie). Ce nombre maximal est fixé de manière à respecter la valeur limite d'émissions de GES de 2,2 kilotonnes de CO₂ équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée (article D. 311-7-1 du code de l'énergie). Cela correspond à une durée maximale de fonctionnement de 2 500 heures à pleine puissance, ce qui réduit significativement la rentabilité d'une centrale à charbon.

(1) Ce type de turbine comporte un moteur à combustion interne.

(2) Ce type de centrale combine deux types de turbine : une turbine à combustion et une turbine à vapeur reliées à un alternateur. Avec le même volume de combustible, ces deux turbines permettent de produire une quantité plus importante d'électricité.

Les dispositions existantes ont conduit à l'arrêt des centrales les plus polluantes. La directive de 2010 sur les émissions industrielles ⁽¹⁾, dite directive IED, a fixé de nouvelles contraintes, applicables depuis le 1^{er} janvier 2016, pour les installations de production d'électricité. Elle a durci les limites d'émissions pour les oxydes d'azote (NOx), le dioxyde de soufre (SO₂) et les poussières. Cette directive a déjà conduit à l'arrêt de 15 centrales au charbon en France parmi les plus polluantes depuis 2013, pour un total de 4 GW.

b. Le nouvel objectif de réduction de la consommation de charbon nécessite la fermeture des dernières centrales à charbon

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie vise à réduire de 80 % la consommation primaire de charbon à l'horizon 2028. L'objectif est triple : réduire de 75 % la consommation de charbon dans l'industrie, notamment en substituant le charbon par la biomasse ; sortir du chauffage charbon d'ici 2028 pour les particuliers ; et, pour ce qui est du secteur de la production d'énergie, arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant au charbon d'ici 2022.

Le parc des centrales à charbon de forte puissance est composé de quatre centrales, exploitées par EDF et UNIPER, pour une puissance installée totale de près de 3 GW.

LE PARC DES CENTRALES À CHARBON EXISTANTES

	Exploitant	Département	Puissance
Le Havre (tranche 4)	EDF	Seine-Maritime	580 MW
Cordemais (tranches 4&5)	EDF	Loire-Atlantique	1160 MW (2x580)
Emile Huchet 6, à Saint-Avold	UNIPER	Moselle	595 MW
Provence 5, à Gardanne	UNIPER	Bouches-du-Rhône	595 MW

Source : Étude d'impact

Deux centrales de 30 MW se situent en Guadeloupe, et deux centrales de 100 MW se trouvent à La Réunion. Il s'agit de centrales thermiques utilisant deux types de combustibles pour produire de l'électricité : les déchets de l'industrie de la canne à sucre (bagasse) durant la saison de la récolte, et le charbon en dehors de cette saison. L'exploitant de ces centrales, la société Albioma, a annoncé la conversion de ces installations à une consommation de biomasse à 100 % d'ici 2023. **Ces centrales ne sont pas concernées par l'article 3 du présent projet de loi.**

L'objectif d'une fermeture des centrales à charbon est inscrit dans la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 avec un horizon fixé à 2023. Engagement présent au sein du programme présidentiel d'Emmanuel

(1) Directive 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution)

Macron, l'échéance de fermeture a été fixée à 2022 dans le cadre du plan climat présenté par le Gouvernement en juillet 2017. Cet objectif a depuis été réitéré à plusieurs reprises, notamment lors de la présentation par le Gouvernement des orientations en matière de politique énergétique et climatique, le 27 novembre 2018.

Cet objectif est cohérent avec le nouveau règlement sur les règles communes du marché de l'électricité, qui devrait être prochainement publié, et qui réduit les sources de rémunération des installations de production d'électricité existantes considérées comme trop polluantes. Ce règlement interdit à toutes les nouvelles installations émettant plus de 550 grammes de CO₂ par kilowattheure (kWh) de bénéficier de subventions ou de rémunération sur le marché de capacité, et interdit ce bénéfice aux installations existantes à compter de 2025.

c. RTE a confirmé la possibilité de fermer les centrales au charbon tout en conservant un niveau de sécurité d'approvisionnement équivalent à aujourd'hui

Dans son bilan prévisionnel 2018, **RTE a indiqué que la fermeture de toutes les centrales à charbon pouvait être achevée en 2022, sous certaines hypothèses** : le développement suffisant des énergies renouvelables, la maîtrise de la consommation, et la fiabilisation du potentiel d'effacement ; la mise en service de nouveaux moyens pilotables, comme la centrale de Landivisiau ⁽¹⁾, et de nouvelles interconnexions ⁽²⁾ avec la Grande-Bretagne et l'Italie ; et la levée des incertitudes sur le parc nucléaire (mise en service de l'EPR de Flamanville ⁽³⁾ et programme de prolongation des réacteurs).

En avril 2019, le Gouvernement a demandé des analyses complémentaires à RTE afin de déterminer la possibilité de fermer les centrales à charbon dans un contexte d'hypothèses « dégradées » (mise en service de la centrale de Landivisiau retardée à 2022 ou 2023 ; mise en service de l'EPR de Flamanville retardée à 2023 ou 2024 ; allongement significatif des durées de visites décennales ; retard important dans la mise en service du projet d'interconnexion Eleclink). RTE a indiqué dans ses analyses complémentaires que si ces hypothèses venaient à se réaliser, le critère de sécurité d'approvisionnement pourrait ne plus être respecté en 2022, sauf à actionner certains leviers, comme l'engagement d'actions de maîtrise de la consommation d'électricité à la pointe, ou l'optimisation du positionnement des arrêts de réacteurs nucléaires pour les visites décennales sur la période 2021-2023. **Selon RTE, la mobilisation**

(1) La mise en service du cycle combiné gaz, initialement prévue pour 2016, a connu depuis d'importants retards. Elle est désormais envisagée par l'exploitant pour fin 2021.

(2) Le projet d'interconnexion Eleclink doit permettre d'accroître les capacités d'échanges avec le Royaume-Uni d'environ 1 GW.

(3) La mise en service de l'EPR de Flamanville, initialement prévue pour 2012, a été plusieurs fois repoussée, le réacteur faisant l'objet de demandes de vérifications et essais complémentaires de la part de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). Les dernières communications publiques d'EDF ont fait état du début des essais dits « à chaud » à partir de fin février, et du maintien de l'objectif de chargement du combustible au quatrième trimestre 2019.

conjointe de ces deux leviers pourrait permettre de dégager des marges d'un ordre de grandeur comparable à celui de la puissance des centrales au charbon.

RTE a également analysé les enjeux locaux en matière de sécurité d'alimentation :

– RTE indique que la fermeture du groupe du charbon d'Émile Huchet sera sans influence sur la sécurité d'alimentation à l'échelle locale et sur la sécurité d'approvisionnement. Les moyens thermiques, pilotables, resteront largement suffisants pour couvrir les pointes régionales en toutes circonstances. Deux tranches à cycle combiné au gaz ont, en effet, été mises en service en 2010 sur la centrale Émile Huchet. Ces tranches représentent une puissance cumulée sensiblement équivalente à la totalité des trois unités historiques au charbon (unités 4 et 5 déjà fermées, en plus de l'unité 6 devant être fermée d'ici 2022) ;

– pour RTE, la fermeture de la centrale au charbon de Provence ne remettra pas en cause la sécurité d'alimentation locale sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur ; cette sécurité est assurée tant que les autres moyens de production présents dans la zone sont maintenus (notamment les quatre cycles combinés au gaz situés autour de Fos). RTE souligne que l'appel à des leviers post-marché⁽¹⁾ pourra être nécessaire, mais seulement dans l'hypothèse d'une « conjonction extrêmement peu probable d'aléas défavorables » ;

– RTE estime que, d'ici la mise en service de l'EPR de Flamanville et de la centrale de Landivisiau, le maintien en disponibilité de deux groupes à Cordemais doit être privilégié. Leur sollicitation ne serait nécessaire que pour des durées de fonctionnement relativement réduites (en moyenne une vingtaine d'heures par an et jusqu'à 250 heures par an pour un hiver particulièrement défavorable). La performance technique et environnementale du procédé Ecocombust, qui vise à remplacer le charbon par un combustible alternatif écologique, créé grâce à la valorisation de la biomasse végétale locale, est en train d'être examinée ;

– pour RTE, la fermeture de la centrale thermique du Havre ne remettra pas en cause la sécurité d'alimentation ; la centrale n'est pas nécessaire, y compris pour limiter le risque de dégradation de la sécurité d'approvisionnement du Grand-Ouest.

(1) Ces leviers sont notamment l'activation du service d'interruptibilité contractualisé avec certains sites industriels et la baisse contrôlée de la tension sur les réseaux de distribution.

2. Le projet de loi

a. La fixation d'un plafond d'émissions de gaz à effet de serre en 2022 (alinéas 1 à 5)

Les quatre premiers alinéas élargissent le champ d'application de l'article L. 311-5-3 du code de l'énergie, initialement prévu pour les nouvelles installations, aux installations existantes. Un plafond d'émissions sera fixé par décret à compter du 1^{er} janvier 2022 pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles situées en métropole continentale et émettant plus de 0,550 tonne d'équivalents CO₂ par heure. Cette disposition concernera la plupart des moyens thermiques, sauf les centrales à cycle combiné gaz dont le taux d'émission est environ 350 grammes de CO₂ par kWh.

Le Gouvernement envisage de définir un plafond d'émissions de 0,7 kilotonne de CO₂ équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée. Cela équivaut environ à 700 heures de fonctionnement annuel à pleine puissance. Compte tenu du nombre d'heures de fonctionnement actuelles (3 500 heures pour le charbon, 500 heures pour les turbines à combustion [TAC]), ce niveau de plafond devrait conduire les exploitants des cinq tranches à charbon à cesser leur exploitation. Les TAC fioul et gaz ne seraient, quant à elles, pas contraintes. RTE a confirmé à votre rapporteur l'importance de conserver les TAC pour garantir notre sécurité d'approvisionnement.

L'étude d'impact précise que si la mise en fonctionnement de l'EPR de Flamanville est retardée, une production d'électricité à Cordemais sera nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement lors des épisodes de tension sur l'équilibre offre-demande dans l'ouest de la France. La durée de fonctionnement nécessaire pour assurer cette sécurité d'approvisionnement, calculée par RTE, est compatible avec le plafond d'émissions de gaz à effet de serre envisagé.

L'alinéa 5 prévoit que les émissions de CO₂ par MWh seront calculées en considérant la production d'électricité et de chaleur afin que le taux d'émission des installations de cogénération soit inférieur à 0,550 tonne de CO₂ par MWh et que ces installations ne soient donc pas concernées par le nouveau plafond d'émissions qui sera défini par voie réglementaire.

Le Conseil d'État a indiqué, dans son avis sur le projet de loi, que le principe du plafonnement des émissions aura pour effet de porter atteinte à des situations légalement acquises mais que **cette atteinte trouve sa justification dans un motif d'intérêt général : la réduction des émissions de gaz à effet de serre.**

b. L'habilitation à légiférer par ordonnance pour mettre en place un accompagnement spécifique des salariés (alinéas 6 à 10)

Les cinq derniers alinéas prévoient un dispositif d'accompagnement des salariés des centrales à charbon et des entreprises sous-traitantes dont l'emploi

serait supprimé du fait de la fermeture des installations de production. Le texte prévoit un « accompagnement spécifique » allant au-delà du droit commun. **Les situations sont différentes pour chaque centrale ; les dispositifs devront donc être affinés au cas par cas.**

NOMBRE D'EMPLOIS DIRECTS ET INDIRECTS PAR CENTRALE

Tranche charbon	Emplois directs	Emplois indirects
Gardanne	81	161
Saint-Avold	107	214
Cordemais	320	262
Le Havre	160	101
Total	668	738

Source : EDF, Uniper, Insee

Le délégué interministériel à l'avenir du territoire de Fessenheim et des territoires d'implantation des centrales de production d'électricité à partir du charbon a bien rappelé les **trois niveaux d'intervention à définir dans le cadre du dialogue social** :

– **les mesures qui seront prises par chaque entreprise.** L'entreprise EDF devrait pouvoir redéployer plus facilement ses effectifs que l'entreprise Uniper ;

– **les mesures qui seront prises par la branche professionnelle des industries électriques et gazières (IEG)** pour faciliter la mobilité géographique des salariés ou la sortie de ces salariés du statut « IEG »⁽¹⁾. Des propositions devraient être faites par la branche au mois de septembre 2019. Le nombre moyen de salariés sous statut IEG par tranche est de 160 pour les centrales gérées par EDF et de 90 pour celles d'Uniper ;

– **les mesures d'accompagnement spécifique.** L'étude d'impact indique que le Gouvernement envisage un abondement complémentaire au congé de reclassement, des primes de reclassement rapide ou des compléments temporaires de rémunération dans le cas d'un retour à l'emploi sur un emploi moins bien rémunéré, des aides à la mobilité géographique et à la formation ainsi que des cellules de reclassement favorisant un retour rapide à l'emploi.

Il est à noter qu'un premier volet d'accompagnement, de nature fiscale, a été voté à l'article 79 de la loi de finances initiale pour 2019 pour accompagner les collectivités faisant face à la fermeture programmée de centrales nucléaires ou thermiques, et donc à une perte recettes fiscales. Cet article, auquel votre rapporteur a particulièrement travaillé, prévoit l'amélioration du mécanisme de compensation de perte de contribution économique territoriale (CET),

(1) Ce statut est défini à l'article 47 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.

l'extension de ce mécanisme à la perte d'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) et la création d'un fonds de compensation horizontale pour accompagner la fermeture de certaines centrales.

3. La position de la commission

La commission a adopté plusieurs amendements pour préciser quels sont les salariés qui pourront bénéficier de l'accompagnement spécifique prévu par l'ordonnance. Les amendements adoptés à l'article 3 prévoient que l'accompagnement spécifique des salariés des centrales à charbon ne sera pas restreint aux salariés directement affectés aux installations de production d'électricité, mais s'étendra à tous les salariés, **notamment aux salariés du siège**, dont l'emploi serait supprimé du fait de la fermeture des centrales (alinéa 7). Une disposition adoptée, à l'initiative de votre rapporteur, prévoit un accompagnement spécifique pour **l'ensemble de la chaîne de sous-traitance** des centrales et non pas seulement, comme pourrait le laisser penser la rédaction actuelle du projet de loi, pour les sous-traitants de rang 1 (alinéa 8).

La commission a adopté une série d'amendements à l'article 3 précisant le contenu de l'ordonnance. Elle a souhaité que les salariés soient **reclassés en priorité dans le bassin d'emploi concerné** et accompagnés par des **dispositifs de formation adéquats**. Les ordonnances devront également préciser les modalités de financement des dispositifs d'accompagnement (alinéa 9).

La commission a également jugé essentiel que le Parlement puisse avoir un regard attentif sur l'accompagnement des territoires et des salariés, au-delà du débat qui aura lieu lors du vote de la loi de ratification de l'ordonnance, et puisse, le cas échéant, proposer une amélioration du dispositif d'accompagnement. Elle a donc adopté une disposition à l'alinéa 11, à l'initiative de votre rapporteur, prévoyant une présentation, par le Gouvernement, de la mise en œuvre de l'ordonnance un an après sa publication.

Au-delà de l'accompagnement social, la commission a prévu à l'alinéa 5 des **modalités de calcul spécifiques, précisées par décret, pour les installations particulières de production d'électricité valorisant les gaz de récupération de l'industrie**, par exemple les gaz de hauts fourneaux ou de cokerie.

Article 3 bis

(article 6 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989)

Fixation du critère de performance énergétique d'un logement « décent » en fonction d'un maximum de consommation d'énergie finale

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article 12 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ⁽¹⁾ du 17 août 2015 a inclus dans les critères de décence des logements, définis à l'article 6 de la loi du 6 juillet 1989 tendant à améliorer les rapports locatifs ⁽²⁾, un « critère de performance énergétique minimale ». Un décret en Conseil d'État devait définir le critère de performance énergétique minimale à respecter par un logement décent.

Or, le décret ⁽³⁾ pris en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte n'a pas réellement défini de critère de performance énergétique minimale. Ce décret indique simplement qu'en matière d'énergie, pour être décent, le logement doit comporter une installation permettant un chauffage normal, munie des dispositifs d'alimentation en énergie et d'évacuation des produits de combustion et adaptée aux caractéristiques du logement.

2. Les dispositions adoptées par la commission

La commission a adopté une disposition précisant **que le critère de performance énergétique minimale doit être défini par un seuil maximal de consommation d'énergie finale par mètre carré et par an**. Le décret précédemment mentionné devra donc être modifié en ce sens. Cela permettra de fixer de manière précise le niveau de performance à atteindre pour louer un logement.

Le critère de performance énergétique sera fixé par décret.

(1) Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

(2) Loi n° 89-462 du 6 juillet 1989 tendant à améliorer les rapports locatifs et portant modification de la loi n° 86-1290 du 23 décembre 1986

(3) Décret n° 2002-120 du 30 janvier 2002 relatif aux caractéristiques du logement décent pris pour l'application de l'article 187 de la loi n° 2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains

Article 3 ter

(articles 18 et 23-1 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989)

Révision du loyer, en cas de travaux, conditionnée à l'atteinte, au minimum, de la classe E du diagnostic de performance énergétique (DPE)

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article 18 de la loi du 6 juillet 1989 tendant à améliorer les rapports locatifs ⁽¹⁾ prévoit que dans les zones où il existe un déséquilibre marqué entre l'offre et la demande de logements, un décret fixe annuellement le montant maximum d'évolution des loyers des logements vacants et des contrats renouvelés. Ce décret peut prévoir des adaptations particulières, notamment en cas de travaux réalisés par les bailleurs ou de loyers manifestement sous-évalués.

L'article 23 de la même loi prévoit que lorsque des travaux d'économie d'énergie sont réalisés par le bailleur, une contribution pour le partage des économies de charge peut être demandée au locataire du logement loué.

2. La position de la commission

L'article 3 *ter* concerne tous les logements mis en location, à l'exception des logements sociaux. Il entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2021.

Les alinéas 2 et 3 de l'article 3 *ter* conditionnent la révision du loyer en cas de travaux, prévue à l'article 18 de la loi du 6 juillet 1989, à l'atteinte d'un certain niveau de performance énergétique, en l'occurrence à l'atteinte d'une consommation énergétique primaire après les travaux inférieure à 331 kWh par mètre carré (m²) et par an.

L'alinéa 4 interdit au bailleur de demander une contribution pour le partage des économies de charge à son locataire, si la consommation du logement est toujours supérieure à 331 kilowattheures par m² et par an.

Votre rapporteur se félicite de l'adoption de cet article qui permettra aux locataires de logements classés F et G de ne pas subir à la fois des dépenses énergétiques beaucoup plus fortes que la moyenne et une révision significative de leur loyer.

(1) Loi n° 89-462 du 6 juillet 1989 tendant à améliorer les rapports locatifs et portant modification de la loi n° 86-1290 du 23 décembre 1986

Article 3 quater

(article L. 111-10-4-1 [nouveau] du code de la construction et de l'habitation)

Consigner jusqu'à 5 % du prix de vente d'un logement classé F ou G pour financer des travaux de rénovation énergétique visant à atteindre la classe E

Introduit par la commission

La commission a adopté une disposition prévoyant, lors de la vente d'une « passoire thermique », qu'une part du produit de cette vente soit mise sous séquestre pour financer des travaux de rénovation énergétique. Cette part correspond au coût des travaux nécessaires pour atteindre un niveau de performance énergétique équivalent à la classe E du DPE (c'est-à-dire une consommation en énergie primaire inférieure à 330 KWh par m² par an). Cette part ne peut pas excéder 5 % du produit total de la vente. Elle est débloquée au profit de l'acquéreur qui souhaite réaliser les travaux de rénovation. **L'amendement est de nature à inciter fortement le vendeur mais aussi l'acquéreur à réaliser des travaux de rénovation énergétique.** Deux sous-amendements ont été adoptés par la commission pour faire de ce dispositif un dispositif expérimental, pendant deux ans, en zone dite « tendue »⁽¹⁾, qui rendent le dispositif peu opérationnel voire contreproductif.

Article 3 quinquies

(article L.134-1 du code de la construction et de l'habitation)

Double calcul de la consommation figurant sur le diagnostic de performance énergétique (en énergie primaire et finale)

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Le diagnostic de performance énergétique (DPE) d'un bâtiment ou d'un logement est un document qui évalue, notamment, la quantité d'énergie effectivement consommée ou estimée pour une utilisation standardisée du bâtiment. Cela permet aux consommateurs de comparer et d'évaluer la performance énergétique de leur logement. La quantité d'énergie effectivement consommée est exprimée en énergie primaire.

(1) Une zone tendue est une zone d'urbanisation continue de plus de cinquante mille habitants où existe un déséquilibre marqué entre l'offre et la demande de logements, entraînant des difficultés sérieuses d'accès au logement sur l'ensemble du parc résidentiel existant, qui se caractérisent notamment par le niveau élevé des loyers, le niveau élevé des prix d'acquisition des logements anciens ou le nombre élevé de demandes de logement par rapport au nombre d'emménagements annuels dans le parc locatif social.

L'énergie finale est la quantité d'énergie consommée et facturée à son point d'utilisation. L'énergie primaire représente la quantité totale d'énergie nécessaire pour fournir la quantité d'énergie finale consommée par l'utilisateur.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 3 *quinquies* prévoit que **les DPE doivent indiquer, en plus de l'estimation de la consommation énergétique en énergie primaire, une estimation de la consommation en énergie finale.**

Votre rapporteur se félicite de l'adoption de cette disposition, qui permettra d'utiliser pour le grand public une notion plus facilement compréhensible que l'énergie primaire.

Article 3 sexies

(articles L. 134-3 et L. 134-3-1 du code de la construction et de l'habitation)

Intégration d'un audit énergétique dans le diagnostic de performance énergétique (DPE) des logements classés F et G

Introduit par la commission

1. L'état du droit

En cas de mise en vente ou en location, le vendeur ou le bailleur doit fournir à l'acquéreur ou au locataire un diagnostic de performance énergétique du logement. **L'audit énergétique est un document plus complet que le DPE car il comprend aussi des propositions de travaux adaptées au logement,** l'estimation des économies d'énergie et le coût des travaux détaillé par action. L'audit énergétique est un outil expérimenté depuis plusieurs années et est éligible au crédit d'impôt transition énergétique (CITE) depuis 2018.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 3 *sexies* entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2022, soit un an après que le DPE aura été rendu opposable.

Il prévoit l'intégration d'un audit énergétique dans le diagnostic de performance énergétique (DPE) des logements classés F et G. Votre rapporteur se félicite de l'adoption d'une telle disposition, qui a pour vocation de mieux informer l'acquéreur ou le locataire sur les travaux nécessaires à réaliser pour sortir du statut de « passoire thermique ».

Article 3 septies

(articles L. 134-4-3 et L. 721-1 du code de la construction et de l'habitation ; article 3 de la loi n° 89-462 du 6 juillet 1989)

Affichage des dépenses conventionnelles pour le chauffage, le froid et l'eau chaude sanitaire en cas de vente ou location d'un bien

Introduit par la commission

La commission a adopté un article permettant de compléter les informations qui doivent être affichées dans le cas d'une vente ou d'une location d'un bien immobilier. En cas de vente ou de location d'un bien immobilier, le classement du bien au regard de sa performance énergétique et, à seul titre d'information, **le montant des dépenses théoriques pour le chauffage, le froid et l'eau chaude sanitaire devront désormais être mentionnés dans les annonces relatives à la vente ou à la location.**

Cela permet de mieux informer l'acquéreur ou le locataire sur ses futures dépenses, complémentaires au loyer ou à ses charges, liées à l'habitation du logement concernant le chauffage, le refroidissement et l'eau chaude sanitaire.

Article 3 octies

(article L. 321-1 du code de la construction et de l'habitation)

Possibilité pour l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) d'avoir accès aux diagnostics de performance énergétique et aux informations détenues par les caisses d'allocation familiale

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'Agence nationale de l'habitat (ANAH) est un établissement public placé sous la tutelle du ministère chargé de la cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales, du ministère de l'action et des comptes publics et du ministère de l'économie et des finances. Sa mission depuis près de 50 ans est d'améliorer l'état du parc de logements privés existants pour lutter contre les fractures sociales et territoriales.

L'ANAH n'a pas accès aux DPE contrairement à l'ADEME, qui dispose déjà d'un droit de transmission des DPE (article L134-4-2 du code de la construction et de l'habitation).

Le code de la construction et de l'habitation prévoit déjà, **dans le cadre des contrôles, une communication des données des caisses d'allocation familiales à l'ANAH** pour les ménages bénéficiant des aides personnalisées au logement (APL) (article L.321-12 du code de la construction et de l'habitation).

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 3 *octies* permet de donner accès à l'ANAH aux diagnostics de performance énergétique, ainsi qu'aux données des caisses d'allocations familiales, même en dehors des contrôles exercés par l'ANAH. **Cette proposition donnera à l'ANAH des leviers pour mieux cibler son intervention auprès des ménages modestes.**

Article 3 nonies

Rapport au Parlement sur l'atteinte de nos objectifs de rénovation

Introduit par la commission

Il est essentiel que le Parlement puisse disposer de données chiffrées pour mieux évaluer l'atteinte de nos objectifs en termes de rénovation des bâtiments. L'article 8 *nonies* prévoit que le Gouvernement remette un rapport au Parlement sur le sujet. Ce rapport précisera notamment le nombre de passoires thermiques qui ont fait, ou n'ont pas encore fait, l'objet de rénovation.

Article 3 decies

Fin des subventions publiques sous forme de garanties à pour des opérations liées aux énergies fossiles

Introduit par la commission

L'article 3 *decies* prévoit de **mettre fin aux subventions publiques accordées sous forme de garanties à l'export** (accordées par Bpifrance Assurance Export) **pour des opérations liées à l'exploration, l'exploitation, le transport ou la combustion d'énergies fossiles.**

Article 3 undecies

(article L. 229–25 du code de l’environnement)

Précisions relatives au bilan des émissions de gaz à effet de serre que doivent établir l’État, les collectivités et certaines entreprises

Introduit par la commission

1. L’état du droit

L’article L. 229-25 du code de l’environnement prévoit actuellement que l’État, les collectivités ou certaines entreprises ⁽¹⁾ doivent établir un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre.

Elles doivent joindre à ce bilan une synthèse des actions envisagées pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Ce bilan est rendu public. L’autorité administrative peut sanctionner les manquements à l’établissement ou à la transmission du bilan des émissions de gaz à effet de serre par une amende n’excédant pas 1 500 euros.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L’article 3 *undecies* prévoit que **ces acteurs devront désormais établir et publier un « plan de transition »**, joint au bilan des émissions de gaz à effet de serre, et détaillant les moyens mis en œuvre pour atteindre les objectifs de réduction d’émissions.

L’article adopté par la commission porte également de 1 500 à 50 000 euros (€) le montant de l’amende sanctionnant les manquements à l’établissement ou à la transmission du bilan des émissions de gaz à effet de serre. **La commission a, en effet, considéré que le montant actuel de l’amende n’était pas suffisamment incitatif, étant inférieur au coût de réalisation d’un bilan, qui se situe entre 5 000 € et 20 000 €.**

(1) Les personnes morales de droit privé employant plus de 500 personnes ou plus de 250 personnes dans les régions et départements d’outre-mer.

Article 3 duodecies

(article L. 533-22-1 du code monétaire et financier)

Renforcement de la transparence dans l'évaluation du risque climatique de certains portefeuilles d'investissement

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L. 533-22-1 du code monétaire et financier prévoit que certains investisseurs ⁽¹⁾ mettent à la disposition de leurs souscripteurs une information sur les modalités de prise en compte, dans leur politique d'investissement, des critères relatifs au respect d'objectifs sociaux, environnementaux et de qualité de gouvernance et sur les moyens mis en œuvre pour contribuer à la transition énergétique et écologique.

Un décret du 29 décembre 2015 ⁽²⁾ précise les informations pouvant être données sur les aspects climatiques et explicite les modalités de présentation de ces informations.

Les investisseurs doivent faire part de leur contribution au respect de l'objectif international de limitation du réchauffement climatique. Cette contribution est appréciée au regard de cibles indicatives définies, en fonction de la nature de leurs activités et du type de leurs investissements.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'alinéa 4 de l'article 3 *duodecies* renforce la transparence des investisseurs sur les méthodologies utilisées pour évaluer le risque climatique dans leurs portefeuilles d'investissement. Ces méthodologies devront être davantage explicitées. Plusieurs travaux notamment l'initiative « ACT » de l'ADEME sont d'ailleurs actuellement cours pour proposer un cadre méthodologique commun pour l'ensemble des secteurs.

L'alinéa 7 prévoit que les investisseurs doivent indiquer les raisons pour lesquelles leur contribution est en deçà de ces cibles indicatives et doivent transmettre aux autorités financières compétentes un plan d'actions.

(1) *Sont concernés les entreprises d'assurance et de réassurance régies par le code des assurances, les mutuelles ou unions régies par le code de la mutualité, les institutions de prévoyance et leurs unions régies par le code de la sécurité sociale, les sociétés d'investissement à capital variable, la Caisse des dépôts et consignations, les institutions de retraite complémentaire régies par le code de la sécurité sociale, l'institution de retraite complémentaire des agents non titulaires de l'État et des collectivités publiques, l'établissement public gérant le régime public de retraite additionnel obligatoire et la Caisse nationale de retraites des agents des collectivités locales.*

(2) *Décret n° 2015-1850 du 29 décembre 2015 pris en application de l'article L. 533-22-1 du code monétaire et financier*

L'alinéa 8 permet de **renforcer la transparence des portefeuilles financiers sur la préservation des écosystèmes et la protection de la nature**. Les investisseurs devront désormais indiquer leur contribution à la préservation de la biodiversité des écosystèmes et des ressources naturelles.

CHAPITRE III

Mesures de simplification relatives à l'évaluation environnementale

Article 4

(articles L. 122-1 et L. 122-3-4 du code de l'environnement)

Définition de l'autorité chargée de l'examen au cas par cas dans le cadre de l'évaluation environnementale

Cet article est délégué au fond à la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire. Voir le rapport pour avis de Mme Nathalie Sarles (n° 2031) : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/rapports/r2031.asp>.

Article 4 bis

(article L. 512-7-2 du code de l'environnement)

Élargissement des critères permettant de substituer la procédure d'autorisation à la procédure d'enregistrement pour les installations classées pour la protection de l'environnement

Cet article est délégué au fond à la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire. Voir le rapport pour avis de Mme Nathalie Sarles (n° 2031) : <http://www.assemblee-nationale.fr/15/rapports/r2031.asp>.

Article 4 ter

(article L. 515-16-1 du code de l'environnement)

Possibilité de déroger aux interdictions et prescriptions fixées par les plans de prévention des risques technologiques pour permettre la réalisation d'un projet d'énergie renouvelable

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Les plans de prévention des risques technologiques (PPRT) peuvent interdire, dans certaines zones, la réalisation d'aménagements ou d'ouvrages, ainsi que les constructions nouvelles et l'extension des constructions existantes, ou les subordonner au respect de certaines prescriptions.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 4 *ter* a pour objet de favoriser l'implantation d'énergies renouvelables, notamment de panneaux photovoltaïques, dans des zones où les risques technologiques conduisent à limiter la présence humaine, en s'affranchissant après analyse de l'application stricte des règlements des PPRT, qui ne prévoyaient pas cette opportunité. **Le préfet pourra ainsi accorder des dérogations aux interdictions et prescriptions fixées par le PPRT pour permettre la réalisation d'un projet d'implantation d'installations produisant de l'énergie renouvelable.**

Votre rapporteur est favorable à cet article qui permet une juste conciliation des impératifs de protection des populations et de développement des énergies renouvelables.

Article 4 quater

(articles L. 311-13 [nouveau] du code de justice administrative)

Compétence du Conseil d'État en premier et dernier ressort pour connaître des litiges relatifs à l'éolien en mer

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Les récentes réformes ont contribué à améliorer les délais de traitement des contentieux portant sur les projets éoliens en mer. Le décret du 29 novembre 2018 ⁽¹⁾ a, par exemple, confié le contentieux éolien aux cours administratives d'appel.

L'article L. 821-2 du code de justice administrative prévoit que le Conseil d'État, lorsqu'il prononce la cassation de la décision qui lui est déférée à l'occasion d'un premier pourvoi, a le choix entre trois options : renvoyer l'affaire devant la même juridiction statuant dans une autre formation ; renvoyer l'affaire à une autre cour que celle dont l'arrêt est annulé ; régler l'affaire au fond « si l'intérêt d'une bonne administration de la justice le justifie ».

La question du renvoi devant une cour administrative d'appel s'est récemment posée à deux reprises devant le Conseil d'État dans le cadre de contentieux liés à des projets importants pour la transition énergétique. Dans le cadre du contentieux relatif au projet de parc éolien au large de Saint-Nazaire, alors que le rapporteur public avait conclu dans le sens du renvoi après cassation,

(1) Décret n° 2018-1054 du 29 novembre 2018 relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement

ce qui aurait eu pour effet d'allonger le règlement définitif de ce contentieux de plusieurs mois, voire années en cas de second pourvoi, le Conseil d'État a finalement retenu, après cassation, le règlement définitif de l'affaire au fond et le rejet des recours. Le Conseil d'État a néanmoins procédé à un choix différent dans le cadre du contentieux relatif au projet de centrale au gaz de Landivisiau, dans lequel il a fait le choix, après cassation, de renvoyer l'affaire à la cour administrative d'appel de Nantes.

2. Les dispositions adoptées par la commission

Le développement de l'éolien en mer tarde encore à se concrétiser en France compte tenu des délais de traitement du contentieux mettant en péril l'atteinte de nos objectifs en termes climatique. Le projet de PPE prévoit pourtant un calendrier ambitieux d'appels d'offres pour l'éolien *offshore* avec la sélection d'un lauréat par an jusqu'au moins 2025.

Afin de faciliter le développement de ces projets et de réduire leurs coûts, **l'article 4 quater, introduit à l'initiative de votre rapporteur, poursuit les mesures de simplification administrative en confiant au Conseil d'État la compétence en premier et dernier ressort pour connaître des litiges relatifs à l'éolien en mer.**

CHAPITRE IV

Lutte contre la fraude aux certificats d'économies d'énergie

Article 5

(articles L. 222-2 et L. 222-10 [nouveau] du code de l'énergie et article L. 561-31 du code monétaire et financier)

Renforcement de l'efficacité des contrôles conduits par le pôle national des certificats d'économie d'énergie (PNCEE)

Adopté par la commission avec modifications

Les certificats d'économie d'énergie (CEE) fixent une obligation de réalisation d'économies d'énergie aux fournisseurs d'énergie et aux distributeurs de carburant, dits « acteurs obligés », et les incitent ainsi à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie. Le pôle national des certificats d'économie d'énergie (PNCEE) délivre les CEE aux acteurs obligés après réalisation des travaux. Le PNCEE met en place une politique de contrôle *ex post*, sur un échantillon d'opérations, pour vérifier que les travaux ont bien été réalisés et que les CEE délivrés correspondent bien auxdites opérations.

L'article 5 vise à accélérer ces contrôles et à renforcer leur efficacité pour mieux lutter contre la fraude :

– il adapte le code de l'énergie aux nouvelles modalités de contrôle, en supprimant la

procédure de mise en demeure pour les manquements qui ne portent pas sur les obligations déclaratives ;

– il sécurise juridiquement les échanges d'informations entre administrations ;

– il autorise la cellule de renseignement Tracfin à transmettre des notes d'informations détaillées au PNCEE.

1. L'état du droit

a. Le dispositif des CEE constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique

i. Le dispositif

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) est un outil destiné à promouvoir et accompagner les économies d'énergie, à côté notamment du crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), de l'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ), des aides de l'Agence nationale de l'habitat (Anah) ou de la TVA réduite pour les travaux de rénovation de logement. Ces différents dispositifs peuvent se cumuler ponctuellement. Ce mécanisme s'inscrit dans le cadre de la directive européenne de 2012 ⁽¹⁾ relative à l'efficacité énergétique.

Créés par la loi de programmation fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005, dite « loi POPE », **les CEE les CEE fixent une obligation de réalisation d'économies d'énergie aux fournisseurs d'énergie et aux distributeurs de carburant, dits « acteurs obligés », et les incitent ainsi promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie**. Les acteurs obligés ont une obligation triennale de réalisation d'économies d'énergie, calculée en fonction de leur poids dans les ventes d'énergie et chiffrée en kWh_{cumac} d'énergie finale ⁽²⁾. Pour respecter leur obligation triennale, plusieurs voies s'offrent aux obligés :

– **ils peuvent inciter les consommateurs à réaliser des travaux d'efficacité énergétique** en leur versant une aide (prime, bons d'achat, etc.) ou en les accompagnant dans les démarches de rénovation (conseils, diagnostics) et obtenir en échange des CEE.

Trois types d'actions peuvent donner lieu à CEE : la réalisation d'opérations standardisées répertoriées sous forme de fiches dont la liste est fixée par arrêté, la valorisation d'opérations spécifiques correspondant à des opérations plus complexes ou non génériques ou bien la participation financière à des programmes contribuant de manière indirecte aux économies d'énergie et validés

(1) Directive 2012/27/UE 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

(2) Les CEE sont comptabilisés en kWh cumac d'énergie finale économisée. L'abréviation cumac provient de la contraction de « cumulé » et « actualisés » car le kWh est ramené à la durée de vie du produit et actualisé au marché.

par arrêté ministériel. Afin de donner droit à l'obtention de CEE, les opérations doivent être réalisées par un artisan certifié RGE ⁽¹⁾ ;

– ils peuvent choisir de déléguer, partiellement ou entièrement, leur obligation à une structure tierce, appelée délégataire. Le délégataire devient obligé à la place du délégant et dispose des mêmes droits et obligations que lui. La liste ⁽²⁾ des 22 délégataires est publique ;

– ils peuvent faire appel au marché et y acheter des CEE, notamment auprès d'acteurs appelés « éligibles ». Les acteurs éligibles peuvent, sans être obligés, réaliser certaines opérations par l'intermédiaire desquelles ils acquièrent des CEE qu'ils peuvent revendre aux acteurs obligés. Il s'agit des collectivités, de l'Agence nationale de l'habitat (Anah), des bailleurs sociaux et de certaines sociétés d'économie mixte et sociétés publiques locales (SPL).

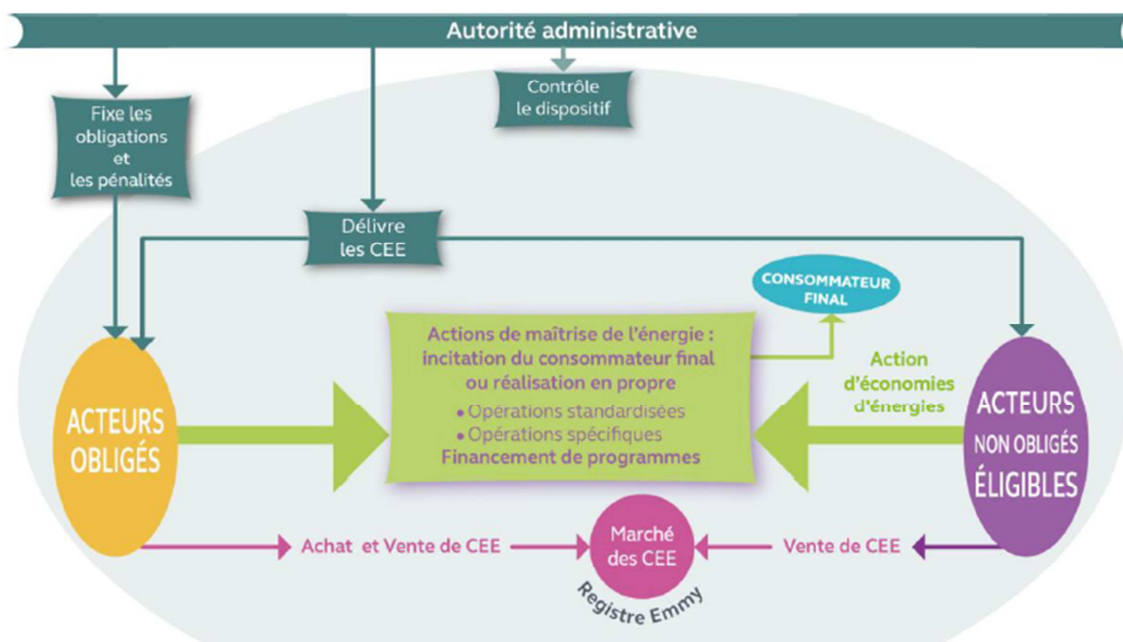
La loi de transition énergétique pour la croissance verte a introduit une nouvelle obligation « précarité énergétique » pour les obligés du dispositif CEE, à réaliser au bénéfice exclusif des ménages modestes et très modestes. Il existe donc désormais deux types de CEE : les CEE classiques et les CEE précarité, échangés sur des marchés différents, à des prix différents.

La direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) est chargée du pilotage du dispositif. En son sein, le pôle national des certificats d'économie d'énergie (PNCEE) délivre les CEE aux acteurs obligés après réalisation des travaux. En fin de période triennale, les acteurs obligés doivent justifier de l'atteinte de leurs obligations en ayant obtenu suffisamment de CEE. En cas de non-respect de leurs obligations en fin de période, les obligés sont tenus de verser une pénalité financière libératoire de 0,015 € par kWh_{cumac} manquant. Les CEE sont matérialisés par leur inscription sur un compte dans le registre national des CEE et sont échangeables de gré à gré. **Le prix moyen des CEE classiques transférés au mois de mars 2019 était de 7,67 euros HT/MWh_{cumac} et celui des CEE précarité de 7,34 euros.**

(1) Le label RGE (« Reconnu Garant de l'Environnement ») est un signe de qualité délivré à une entreprise qui remplit certains critères lors de la réalisation de travaux d'économie d'énergie.

(2) <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Liste%20des%20d%C3%A9l%C3%A9gataires%20P4%20au%202019-01-09.pdf>

LE DISPOSITIF DES CEE



Source : Cour des comptes

Le coût du dispositif des CEE est estimé entre 3 et 3,5 milliards d'euros par an. Le coût des CEE est répercuté dans les factures des consommateurs d'énergie. Les CEE représentent environ 3 % de la facture des ménages. À titre d'exemple, les CEE représentent 2,6 % du prix d'un plein de 30 litres de gazole, soit 1,28 euros (pour un plein à 1,6 euros / litre).

ii. L'évaluation du dispositif

Le 1^{er} janvier 2018, le dispositif CEE est entré dans sa 4^{ème} période triennale de fonctionnement. Les niveaux d'obligation retenus pour cette nouvelle période sont de 1 200 TWh_{cumac} pour l'obligation classique et de 400 TWh_{cumac} pour l'obligation précarité énergétique. Ils sont donc bien plus élevés que pour les périodes précédentes ⁽¹⁾. À titre d'élément de comparaison, 100 TWh_{cumac} sont équivalents à la consommation énergétique résidentielle d'un million de Français pendant 15 ans.

- *Les nombreux avantages du dispositif*

Le dispositif des CEE permet de réaliser des économies d'énergie dans l'ensemble des secteurs. Environ 70 % des économies d'énergie liées aux CEE se font dans le bâtiment résidentiel. En 2018, 400 000 travaux d'isolation et 110 000 changements de chaudière ont ainsi pu être réalisés grâce aux CEE. Les CEE sont donc un dispositif particulièrement redistributif : 52 % des opérations

(1) L'obligation était fixée à 54 TWh_{cumac} sur la 1^{ère} période du dispositif, à 345 TWh pour la 2^{ème} période, laquelle a fait l'objet d'une prolongation d'un an et d'une augmentation de 115 TWh_{cumac}, et de 700 TWh_{cumac} pour la 3^{ème}.

sont réalisées dans le bâtiment résidentiel occupé par des ménages précaires. 18 % des économies d'énergie liées aux CEE se font dans l'industrie. Le dispositif des CEE est donc un vrai dispositif de compétitivité économique de notre industrie. Enfin, 5 % des économies d'énergie se font dans le transport, afin de développer la mobilité propre.

Le dispositif des CEE est également très souple puisqu'il laisse une grande autonomie aux obligés sur les modalités d'atteindre leurs objectifs. Les gisements les moins onéreux d'économies d'énergie sont épuisés en premier.

- *Les faiblesses du dispositif*

Lors des auditions menées par votre rapporteur, un certain nombre de faiblesses du dispositif ont été soulignées. **Les certificats d'économie d'énergie sont souvent peu connus des consommateurs.** Selon UFC-Que choisir ⁽¹⁾, 87 % des consommateurs ne savent pas précisément de quoi il s'agit ou ne connaissent pas du tout ce dispositif. La demande de CEE est considérée parfois comme trop complexe. **Le montant d'aide n'est pas toujours adapté aux travaux** : il peut être insuffisamment incitatif ou, à l'inverse, créer des effets d'aubaine. Les opérations les plus rentables font l'objet de campagnes de promotion massive auprès du grand public, notamment de la part de sociétés frauduleuses, ce qui réduit la confiance des consommateurs dans le dispositif. **Les envolées de prix sont possibles**, comme le montre la hausse récente ⁽²⁾, et très importante du prix des CEE, qui s'explique par un niveau élevé d'obligation fixé pour la 4^{ème} période.

b. Le contrôle des CEE a été renforcé mais demeure perfectible

i. Les différents types de contrôle

- *Le contrôle mis en place par les obligés et les délégataires*

Selon les auditions menées par votre rapporteur, **ces acteurs réaliseraient, en moyenne, des contrôles téléphoniques sur 20 % des opérations et des contrôles sur place pour 5 à 10 % des opérations.** Dans le cadre du dispositif « Coup de pouce économies d'énergie 2019-2020 » ⁽³⁾, les acteurs s'obligent à mettre en place une politique de contrôle sur site sur 10 % des opérations au minimum.

(1) « Certificats d'économie d'énergie. Une efficacité loin d'être certifiée », février 2018

(2) Le prix moyen mensuel en mai 2019 est de 7,46 €/MWh ; le prix spot, qui exclut les transactions de CEE entre des sociétés appartenant au même groupe ainsi que les échanges à long terme est, lui, de 9,08 €/MWh.

(3) Le dispositif « Coup de pouce » met en place, dans le cadre du dispositif des CEE, des bonifications importantes pour certaines opérations (dont l'isolation des combles) pour lesquelles l'obligé s'engage, à travers une charte spécifique, à octroyer des primes minimales significatives à destination des ménages.

- *Le contrôle du PNCEE*

Depuis 2015, **les contrôles ne sont plus réalisés qu'*a posteriori*, après délivrance des CEE**. En cas de manquement aux obligations (article L. 222-2 du code de l'énergie), le ministre peut prononcer une sanction pécuniaire, priver l'intéressé de la possibilité d'obtenir des CEE, annuler des CEE et suspendre ou rejeter les demandes de CEE faites par l'intéressé.

Depuis 2015, 400 contrôles ont été lancés : 52 sanctions ont été prononcées, ce qui correspond à l'annulation cumulée de 1,3 TWh_{cumac} de CEE et à des sanctions pécuniaires d'un montant de 12 millions d'euros. Environ 1 CEE sur 1 000 accordés a fait l'objet d'annulation à la suite de ces contrôles.

- ii. Un contrôle renforcé à la suite de la détection d'un certain nombre de fraudes

Dans son rapport annuel de 2016, la cellule de renseignement financier nationale **Tracfin a observé une augmentation significative du nombre de dossiers en lien avec les fraudes aux CEE** (travaux non effectués ou travaux surfacturés). Ces fraudes documentaires, dissimulées par la multiplication des partenariats et de contrats de sous-traitance, ont conduit à la délivrance indue d'un certain nombre de CEE, voire, dans certains cas, à du blanchiment d'argent et au financement de réseaux criminels transnationaux. Tracfin a néanmoins indiqué à votre rapporteur, lors de son audition, une baisse importante du nombre de fraudes détectées.

Les contrôles ont en effet été renforcés. Un décret⁽¹⁾ de décembre 2017 a durci les conditions permettant à une structure de devenir délégataire. Plus récemment, les effectifs du PNCEE ont été renforcés et sont passés de 16 à 21 équivalents temps plein (ETP). Alors que jusqu'à présent, le PNCEE ne réalisait que des contrôles documentaires sur pièce, **1 million d'euros seront consacrés en 2019 pour des contrôles sur site par des organismes tiers accrédités** choisis par appel d'offres.

- iii. Un contrôle encore perfectible

- *La mise en demeure prévue par les textes n'est pas adaptée aux nouvelles modalités de contrôle*

Le premier alinéa de l'article L0. 222-2 du code de l'énergie, qui prévoit une étape systématique de mise en demeure, avait du sens à une époque où les contrôles étaient réalisés *ex ante*, avant la délivrance des CEE, sur la base de demandes de CEE comportant l'ensemble des pièces justificatives (devis, factures, etc.). Lorsqu'une anomalie était détectée dans une pièce justificative, la mise en demeure préalable permettait de régulariser la demande avant la délivrance des CEE.

(1) Décret n° 2017-1848 du 29 décembre 2017

Aujourd'hui, les contrôles sont réalisés *ex post*, sur un échantillon d'opérations, une fois les CEE délivrés. Le processus de mise en demeure prévu à l'article L. 222-2 du code de l'énergie n'est donc plus adapté, les CEE ayant déjà été délivrés. Lorsque l'examen des pièces justificatives montre que des CEE ont été indûment délivrés, cela justifie de pouvoir engager une procédure de sanction.

- *Tracfin ne peut, aujourd'hui, pas externaliser de renseignement financier au PNCEE*

Tracfin peut externaliser du renseignement financier sous forme de « notes d'information » à un certain nombre de services ⁽¹⁾ mais non au PNCEE (articles L. 561-29 et L. 561-31 du code monétaire et financier). **Tracfin peut aujourd'hui uniquement alerter le PNCEE à travers son « droit de communication »** (article L.561-27 du code monétaire et financier) : ce droit lui permet de demander des éléments au PNCEE et donc, indirectement, de l'alerter sur certaines demandes de CEE potentiellement frauduleuses.

2. Le projet de loi

L'article 5 du projet de loi vise à accélérer les contrôles et à renforcer leur efficacité.

a. S'adapter au contrôle a posteriori (alinéas 1 à 3)

Les deux premiers alinéas suppriment le processus de mise en demeure pour les manquements qui ne portent pas sur les obligations déclaratives. Le Conseil d'État, dans son avis, estime que cette suppression n'est en rien problématique « *dans la mesure où, pour de tels manquements, le demandeur de certificats n'est en tout état de cause pas susceptible de se conformer à ses obligations a posteriori, et dès lors que la procédure restera contradictoire* ». L'article L. 222-3 du code de l'énergie prévoit en effet que les sanctions sont prononcées après que l'intéressé a reçu notification des griefs et a été mis à même de consulter le dossier et de présenter ses observations, assisté, le cas échéant, par une personne de son choix. **L'étude d'impact indique que cette disposition pourrait réduire la durée des contrôles de deux à quatre mois.**

La modification de l'article L. 222-2 du code de l'énergie demandera une adaptation par décret en Conseil d'État des articles de la partie réglementaire rédigés en application de l'article L. 222-2. Ces adaptations devraient porter essentiellement sur les premiers alinéas des articles R. 222-9 et R. 222-10 du code de l'énergie.

La mise en demeure continuera à s'appliquer aux obligations déclaratives (déclaration de changement des statuts ou de domiciliation,

(1) *Tracfin peut transmettre ces éléments à l'ensemble des services de police judiciaire, à l'administration des douanes, aux services de renseignements spécialisés, à l'administration fiscale, aux cellules de renseignement financier étrangères et aux organismes de protection sociale.*

déclarations de vente d'énergie et de cessation d'activité par exemple), ce qui permettra aux personnes concernées de régulariser leur situation en cas d'oubli ou de déclaration incomplète.

Le troisième alinéa précise bien, pour plus de clarté, que les CEE indûment obtenus peuvent faire l'objet de sanction.

b. Renforcer l'échange d'information pour mieux détecter la fraude (alinéas 4 à 7)

Les alinéas 4 et 5 créent un nouvel article du code de l'énergie, **l'article L. 222-10, pour clarifier et sécuriser le cadre juridique applicable aux échanges d'informations entre administrations.** Le PNCEE et les services de l'État chargés des impôts, des douanes et droit indirects et de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes pourront se communiquer tout document ou renseignement.

Les alinéas 6 et 7 complètent l'article L. 561-31 du code monétaire et financier qui liste les organismes et services auxquels Tracfin peut transmettre des informations. **Désormais, Tracfin pourra externaliser des notes d'informations auprès du PNCEE pour l'exercice de ses missions.** Les notes de Tracfin resteront confidentielles mais permettront au PNCEE de déclencher des contrôles ciblés et de retrouver les éléments par lui-même (pour vérifier, par exemple, que l'entreprise concernée est réelle et qu'elle a bien fait ses travaux).

3. La position de la commission

La commission a sensiblement renforcé le dispositif de contrôle des certificats d'économie d'énergie à l'article 5 en prévoyant :

– un **contrôle des opérations sur place ou par voie téléphonique**, aux frais des acteurs obligés, éligibles et délégataires, réalisé par eux-mêmes ou par un organisme accrédité (alinéas 3 à 5) ;

– une obligation pour les obligés, acteurs éligibles ou délégataires de CEE de **signaler aux organismes de qualification délivrant la qualification RGE (reconnu garant de l'environnement) tout manquement constaté** aux règles de qualification (alinéa 7) ;

– un **contrôle post sanction par un organisme tiers** de certaines opérations susceptibles d'être affectées par des manquements de même nature que ceux qui ont donné lieu à la sanction (alinéas 12 à 21) ;

– une **possibilité, pour l'administration, de signaler aux organismes de qualification délivrant la qualification RGE**, les éléments qui pourraient constituer, sous réserve de vérification par l'organisme concerné, une non-conformité manifeste aux règles de qualification (alinéa 25) ;

– une augmentation de trois à six ans du délai de saisine du ministre à fins de sanctions aux manquements aux dispositifs des CEE (alinéa 22).

Article 5 bis

(articles L.221-7-1 [nouveau], L. 221-8, L. 221-11 et L. 221-12 du code de l'énergie)

Lutter contre la spéculation sur le marché des certificats d'économie d'énergie et mieux articuler économies d'énergie et réduction des émissions de gaz à effet de serre

Introduit par la commission

Pour lutter contre la potentielle spéculation sur le marché des CEE, l'alinéa 5 précise que le prix auquel s'échangent les CEE est rendu public chaque mois. **La publication mensuelle du prix est en effet essentielle pour contribuer à la transparence sur le marché des CEE.**

Le dispositif des certificats d'économie d'énergie peut potentiellement engendrer de la spéculation néfaste au système. Les acteurs obligés, éligibles ou délégataires peuvent notamment être tentés de conserver leurs certificats dans l'espoir de pouvoir les revendre plus cher plus tard. **Afin de lutter contre ces possibles phénomènes de thésaurisation et de spéculation, l'alinéa 6 prévoit de réduire la durée de vie des certificats en la plafonnant à six ans.** Cela permettra toujours aux acteurs de transférer des certificats d'une période d'obligation à la période suivante et donc de pouvoir répondre au mieux à leurs obligations d'économies d'énergie.

La commission a aussi souhaité davantage articuler économies d'énergie et réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle a inscrit à l'alinéa 3 l'impossibilité, pour les opérations d'économie d'énergie qui conduisent à une hausse des émissions de gaz à effet de serre de donner lieu à la délivrance de CEE. Elle a également explicitement prévu à l'alinéa 4 la possibilité de bonifier les CEE en fonction des réductions d'émissions de gaz à effet de serre.

CHAPITRE V

Mise en œuvre du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »

Article 6

Habilitation à légiférer par ordonnance pour transposer le 4^{ème} paquet européen relatif à l'énergie

Adopté par la commission avec modifications

L'article 6 habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnances pour transposer quatre directives européennes et prendre les mesures nécessaires à l'application en droit français de trois règlements européens. Ces directives et règlements forment le « Paquet énergie propre » présenté en novembre 2016 par la Commission européenne. Ce 4^{ème} paquet relatif à l'énergie vise essentiellement à encourager de façon prioritaire l'efficacité énergétique, à accroître le développement des énergies renouvelables et à renforcer le rôle des consommateurs.

1. L'état du droit

L'énergie figure, depuis le traité de Lisbonne, à part entière dans la catégorie des compétences partagées entre l'UE et les États membres (article 4 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne [TFUE]). Les mesures européennes dans le domaine de la politique de l'énergie relèvent de la procédure législative ordinaire (elles sont établies par le Parlement européen et le Conseil), sauf en ce qui concerne la fiscalité énergétique où le Conseil de ministres décide seul et à l'unanimité. La législation européenne ne peut néanmoins pas affecter « le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation des ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique » (paragraphe 2 de l'article 194 TFUE).

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a proposé de nouvelles règles concernant l'organisation du marché de l'énergie de l'UE : il s'agit du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », constitué de quatre directives et de quatre règlements.

a. La directive 2018/844⁽¹⁾ sur la performance énergétique des bâtiments

La performance énergétique est une priorité : le parc immobilier est responsable d'environ 36 % des émissions de CO₂ dans l'Union européenne. La

(1) 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 (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

nouvelle directive précise que chaque État membre doit établir une stratégie nationale de rénovation ⁽¹⁾ à long terme. Cette stratégie doit viser à parvenir à une réduction des émissions de GES dans l'Union de 80 à 95 % par rapport au niveau de 1990.

La directive favorise la prise en compte des évolutions du système énergétique, des technologies et des usages :

– **la directive vise à favoriser les bâtiments intelligents** : elle impose notamment l'installation de systèmes d'automatisation et de contrôle dans les bâtiments dont la puissance nominale utile est supérieure à 290 kW d'ici 2025, lorsque cela est économiquement et techniquement viable ;

– **la directive vise à développer l'électromobilité.** Elle fixe comme objectif la réalisation d'un point de recharge pour dix emplacements de stationnement pour les bâtiments non résidentiels neufs ou faisant l'objet d'une rénovation importante. Pour les bâtiments résidentiels, elle précise que l'infrastructure de raccordement doit permettre les branchements individuels ;

– **la directive vise à renforcer la performance énergétique des systèmes de chauffage, de climatisation et de ventilation.** Une obligation d'inspection régulière est fixée pour les systèmes ayant une puissance nominale utile supérieure à 70 kW.

La directive rapproche les enjeux énergétiques des enjeux de qualité de l'air. Les États membres devront apporter leur soutien aux améliorations de la performance énergétique qui contribuent à créer un environnement sain.

La directive doit être transposée, au plus tard, le 10 mars 2020. La directive sera réexaminée au plus tard le 1^{er} janvier 2026, à la lumière des retours d'expérience et des progrès réalisés. Cette évaluation portera notamment sur la nécessité d'améliorer davantage les certificats de performance énergétique.

b. La directive 2018/2002 sur l'efficacité énergétique ⁽²⁾

Dans les considérants, la directive insiste sur la **nécessité de veiller à ce que les mesures d'efficacité énergétique réduisent de façon durable la précarité énergétique**, et notamment celle des locataires. La directive souligne l'importance de **renforcer le contrôle des certificats de performance énergétique.**

La directive fixe un objectif d'efficacité énergétique « d'au moins 32,5 % pour 2030 au niveau de l'Union exprimés en consommation d'énergie primaire et/ou finale ». Cet objectif est exprimé par rapport à des projections de

(1) Pour rappel, la directive de 2012 prévoyait déjà la remise, par les États, d'une première version de leur stratégie à long terme d'ici au 30 avril 2014.

(2) Directive (UE) n° 2018/2002 du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique

consommation d'énergie dans l'UE réalisées en 2007. **La directive ne fixe pas d'objectifs pays par pays.** Ces derniers devront fixer leur propre « contribution nationale indicative », en tenant compte de l'objectif européen.

La directive vise à rendre plus transparente la comptabilisation des consommations individuelles d'énergie thermique. Les États doivent adopter des règles nationales transparentes et accessibles au public sur la répartition des frais liés au chauffage, au refroidissement et à la consommation d'eau chaude. En octobre 2020 au plus tard, les compteurs de chaleur et les répartiteurs de frais de chauffage récemment installés devront être lisibles à distance.

La directive précise, en annexe, les modalités de calcul du coefficient de conversion en énergie finale ⁽¹⁾. Pour l'électricité, les États membres peuvent appliquer un coefficient de 2,1 par défaut ou exercer la faculté de définir un coefficient différent, à condition de pouvoir le justifier.

La directive doit être transposée, au plus tard, le 25 juin 2020.

c. La directive 2018/2001 sur les énergies renouvelable ⁽²⁾

La directive fixe la part minimale d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'Union en 2030 à au moins 32 %. Les États sont libres de déterminer leurs propres objectifs. La Commission européenne est chargée de déterminer si les efforts promis par les pays européens suffiront à atteindre l'objectif global.

La directive promeut l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement. Chaque État membre doit s'efforcer d'augmenter la part de l'énergie renouvelable dans ce secteur de 1,3 point de pourcentage pour les périodes 2021-2025 et 2026-2030, par rapport à 2020.

La directive cherche à faciliter le soutien transfrontalier à l'énergie renouvelable. Un État membre peut décider d'ouvrir ses régimes d'aide aux producteurs situés dans d'autres États membres. Des accords fixent les principes d'attribution de l'électricité renouvelable qui bénéficie d'aides transfrontalières.

La directive simplifie la procédure administrative de demande et d'octroi de permis. Elle précise que les États membres mettent en place un ou plusieurs points de contact qui guident l'ensemble de la procédure administrative mais que le demandeur n'est pas tenu de contacter plus d'un point de contact pour l'ensemble de la procédure. La directive cherche à réduire un certain nombre de

(1) L'énergie primaire est l'énergie contenue dans les ressources naturelles, avant une éventuelle transformation. Le fioul ou le gaz sont des exemples d'énergie primaire. L'énergie finale est l'énergie utilisée par le consommateur, c'est-à-dire après transformation des ressources en énergie et après le transport

(2) 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

délais : elle indique ainsi que la procédure d'octroi de permis ne doit pas excéder deux ans pour les centrales électriques.

La directive précise le régime juridique des garanties d'origine ⁽¹⁾. Ces garanties doivent être émises, transférées et annulées électroniquement et être précises et fiables. Les États membres doivent reconnaître les garanties d'origine émises par d'autres États membres. Ils peuvent étendre le dispositif aux gaz produits à partir de sources renouvelables, tels que le biométhane ou l'hydrogène.

La directive vise à favoriser l'autoconsommation : les États membres doivent mettre en place un cadre favorable à l'autoconsommation. Ils peuvent imposer des frais non discriminatoires et proportionnés aux autoconsommateurs d'énergies renouvelables que sous certaines conditions ⁽²⁾. **La directive crée les communautés d'énergie renouvelable**, ce qui donne dorénavant le droit aux habitants, collectivités et acteurs économiques locaux de produire, stocker, consommer et revendre leur propre énergie.

La directive renforce la part d'énergie renouvelable dans le secteur des transports. D'ici à 2030, cette part doit atteindre au moins 14 %. La contribution des biocarburants avancés et du biogaz doit être d'au moins 0,2 % en 2022 d'au moins 1 % en 2025 et d'au moins 3,5 % en 2030. La directive cherche à lutter contre la déforestation liée aux biocarburants de première génération. Ainsi, la part des carburants en concurrence alimentaire est limitée à 7 % dans la consommation finale d'énergie dans les secteurs des transports routier et ferroviaire. **La Commission a adopté en mars 2019 un acte délégué qui fixe les critères pour déterminer les matières premières de biocarburants présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols (CIAS)** ⁽³⁾.

La directive doit être transposée, au plus tard, le 30 juin 2021.

d. La directive 2019/944 sur les règles communes au marché de l'électricité ⁽⁴⁾

La directive, qui a été publiée le 14 juin dernier, vise à renforcer le rôle du consommateur. Les États membres veillent à ce que les tous les clients

(1) Une garantie d'origine est un document électronique certifiant l'origine de l'électricité fournie par une unité de production renouvelable ou de cogénération.

(2) Les conditions sont les suivantes : si l'électricité renouvelable produite par les autoconsommateurs fait effectivement l'objet d'un soutien via un régime d'aide ; à partir du 1^{er} décembre 2026, si la part globale des installations en autoconsommation dépasse 8 % de la capacité électrique installée totale d'un État membre, et s'il est démontré, que cela fait peser une importante charge disproportionnée sur la viabilité financière à long terme du système électrique ; si l'électricité renouvelable produite par les autoconsommateurs est produite dans des installations d'une capacité électrique installée totale supérieure à 30 kW.

(3) Ces carburants sont ceux dont la zone de production gagne nettement sur les terres présentant un important stock de carbone.

(4) 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

soient libres d'acheter de l'électricité auprès du fournisseur de leur choix. Les consommateurs ont droit à un contrat à tarification dynamique et doivent avoir accès gratuitement à au moins un outil de comparaison des offres de fournisseurs.

La directive renforce le rôle des agrégateurs, intermédiaires entre les producteurs d'électricité et le marché de l'électricité. C'est eux qui, après avoir acheté la production d'une installation partenaire, la revendent soit directement à des clients, soit à la bourse de l'électricité. Lorsqu'un client final souhaite conclure un contrat avec un agrégateur, cet engagement ne doit pas être subordonné au consentement du fournisseur du client final.

La directive restreint la possibilité de recourir aux tarifs réglementés de vente. Elle prévoit la faculté pour les États membres de continuer à mettre en œuvre des interventions publiques sur les prix de l'électricité (dont des tarifs réglementés) pour les consommateurs résidentiels ou les microentreprises. Elle prévoit également une évaluation du dispositif des TRV aux 1^{ers} janvier 2022 et 2025.

La directive crée les communautés énergétiques citoyennes qui ont le droit de posséder, d'établir ou de louer des réseaux communautaires et de les gérer de manière autonome. **Elle précise également les missions des gestionnaires de réseaux.** Sauf dérogation ⁽¹⁾, les gestionnaires de réseau de distribution et de transport ne sont pas autorisés à détenir, développer, gérer ou exploiter des installations de stockage d'énergie. Les États membres peuvent autoriser les gestionnaires des réseaux de distribution à développer des points de recharge pour véhicules électriques si certaines conditions sont remplies ⁽²⁾.

La grande majorité des articles de la directive doivent être transposés, au plus tard le 31 décembre 2020.

e. Les règlements du paquet « Énergie propre »

Le règlement 2018/1999 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat a pour objectif de veiller à ce que les politiques et les objectifs nationaux soient cohérents avec les objectifs de l'UE. Le règlement prévoit que les États transmettent à la Commission européenne des plans nationaux énergie-climat. Selon les besoins, la Commission pourra adresser des recommandations aux États membres.

(1) Des dérogations sont possibles si les conditions suivantes sont remplies : aucune autre partie, à la suite d'une procédure d'appel d'offres ouverte et transparente, n'a manifesté son intérêt à détenir, développer, gérer ou exploiter des installations de stockage; ces installations sont nécessaires pour que les gestionnaires de réseau de distribution puissent remplir les obligations qui leur incombent au titre de la directive en matière d'exploitation efficace, fiable et sûre du réseau de distribution; l'autorité de régulation a évalué la nécessité d'une telle dérogation et a donné son approbation.

(2) Ces conditions sont les suivantes : aucune autre partie, à la suite d'une procédure d'appel d'offres ouverte et transparente, n'a manifesté son intérêt à détenir, développer, gérer ou exploiter des points de recharge pour véhicules électriques; l'autorité de régulation a donné son approbation.

Le règlement 2019/941 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité, qui devrait être prochainement publié, a pour objectif d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en électricité en situation de crise. Les États membres devront établir des plans de préparation au risque sur la base de scénarios de crise nationaux et régionaux. Le règlement prévoit une coopération accrue et une assistance simplifiée entre les États membres en cas de crise de l'électricité.

Le règlement sur le marché européen de l'électricité, qui devrait être prochainement publié, fixe de nouvelles règles concernant les responsabilités en matière de transactions et d'équilibrage, afin d'adapter le système à la variabilité de la production d'électricité à partir de formes renouvelables d'énergie. Ce règlement prévoit également un nouveau cadre pour les mécanismes de capacité, avec une limite d'émission de 550 grammes de CO₂ produit par des combustibles fossiles par kWh d'électricité.

2. Le projet de loi

Le projet de loi habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnances pour transposer les directives et prendre toutes les mesures nécessaires à l'entrée en vigueur des règlements. Les délais d'habilitation diffèrent selon les textes à transposer et vont de trois à douze mois.

L'étude d'impact détaille peu les mesures qui devront faire l'objet d'une transposition ; elle indique simplement que « l'analyse détaillée des incidences de chacune des mesures envisagées sera effectuée dans la fiche d'impact retraçant les dispositions des ordonnances ». Un certain nombre de dispositions à transposer sont d'ordre réglementaire. Les dispositions d'ordre législatif concernent essentiellement la simplification et la fluidification du marché de détail, la mise en place des communautés d'énergie renouvelable et des communautés citoyennes énergétiques, la facturation de la chaleur, du froid et de l'eau chaude sanitaire ainsi que la définition des critères de durabilité de la biomasse. L'application des règlements nécessitera notamment de modifier les règles du mécanisme d'obligation de capacité pour conditionner la participation au mécanisme à des critères de performances environnementales.

Bien que les directives sont, comme l'indique l'étude d'impact, « très prescriptives », un certain nombre de choix ouverts sont laissés aux États membres, comme la définition de règles sur la propriété des actifs de stockage par les gestionnaires de réseau ou le périmètre des missions des gestionnaires de réseaux pour la gestion des bornes électriques.

3. La position de la commission

La commission n'a adopté que des amendements rédactionnels sur cet article. **Plusieurs parlementaires, dont votre rapporteur, ont regretté la**

publication tardive de la directive sur les règles communes au marché de l'électricité.

Article 6 bis

(article L. 111-7 du code de l'urbanisme)

Possibilité, pour les projets de production d'énergie solaire, de déroger aux interdictions de construction le long des routes et autoroutes

Introduit par la commission

1. L'état du droit

En dehors des espaces urbanisés des communes, les constructions ou installations sont interdites dans une bande de cent mètres de part et d'autre de l'axe des autoroutes et des routes express et de soixante-quinze mètres de part et d'autre de l'axe des autres routes classées à grande circulation.

L'article L. 111-7 du code de l'urbanisme prévoit un certain nombre de dérogations, notamment pour les bâtiments d'exploitation agricole ou les constructions nécessaires aux infrastructures routières.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 6 *bis* étend la liste des dérogations prévues à l'article L. 111-7 du code de l'urbanisme. **Il prévoit la possibilité, pour les projets de production d'énergie solaire, de déroger aux interdictions de construction le long des routes et autoroutes.** Cette mesure vise à favoriser l'atteinte des objectifs en termes de mix énergétique, en optimisant l'utilisation des terrains aujourd'hui libres et ne faisant pas l'objet de conflit d'usages.

Article 6 ter

(article L. 111-16 du code de l'urbanisme)

Faciliter l'installation de dispositifs d'énergie renouvelable sur les ombrières des aires de stationnement

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L. 111-16 du code de l'urbanisme prévoit, nonobstant les règles relatives à l'aspect extérieur des constructions des plans locaux d'urbanisme,

l'impossibilité pour le permis de construire ou d'aménager de s'opposer à l'installation de dispositifs favorisant la production d'énergie renouvelable correspondant aux besoins de la consommation domestique des occupants de l'immeuble. **Concernant l'énergie photovoltaïque, cet article vise uniquement la production d'énergie renouvelable sur bâtiment intégralement consommée par le bâtiment d'implantation**, et non la production d'énergie renouvelable par des ombrières sur des aires de stationnement.

2. Les dispositions adoptées par la commission

Nonobstant les règles relatives à l'aspect extérieur des constructions, **le maire ne pourra plus s'opposer au permis de construire ou d'aménager des dispositifs installés sur les ombrières des aires de stationnement, lorsque ces derniers permettent de répondre aux besoins de consommation** des occupants de l'immeuble.

Article 6 quater

(article L. 111-18-1 [nouveau] et L. 111-19 du code de l'urbanisme)

Obligation de disposer de 30 % de toiture végétalisée ou comportant des énergies renouvelables pour les nouveaux entrepôts, industries et commerces, y compris parkings couverts, de plus de 1000m² d'emprise

Introduit par la commission

1. L'état du droit

La loi du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages ⁽¹⁾ prévoit que l'autorisation d'exploitation commerciale des magasins d'une surface de vente supérieure à 1 000 mètres carrés ne peut être accordée si ces magasins ne respectent pas un certain nombre de conditions environnementales. Les bâtiments doivent tout d'abord intégrer sur tout ou partie de leurs toitures des procédés de production d'énergies renouvelables (panneaux photovoltaïques, éoliennes sur toiture) et/ou un système de végétalisation garantissant « un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation et favorisant la (...) biodiversité », ou d'autres dispositifs aboutissant au même résultat.

Concernant les parcs de stationnement, la loi impose des revêtements de surface, des aménagements hydrauliques ou des dispositifs végétalisés favorisant la perméabilité et l'infiltration des eaux pluviales (ou leur évaporation), et préservant les fonctions écologiques des sols.

(1) Loi n° 2016-1087 du 8 août 2016 pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article 6 *quater* étend l'obligation de respecter ces conditions environnementales aux projets de construction de locaux à usage industriel ou artisanal et leurs annexes, aux **entrepôts** et hangars non ouverts au public faisant l'objet d'une exploitation commerciale **et aux parcs de stationnement couverts** faisant l'objet d'une exploitation commerciale, de plus de 1 000 mètres carrés d'emprise (alinéa 3).

Il renforce les conditions environnementales à prendre en compte par les nouvelles constructions : elles doivent intégrer un **usage bénéfique d'un point de vue énergétique ou environnemental d'au moins 30 % de leurs toitures**, calculé par rapport à l'emprise au sol et des ombrières dédiées au stationnement si elles sont prévues par le projet (alinéa 4).

L'autorité compétente en matière d'autorisation d'urbanisme peut, par décision motivée, écarter tout ou partie de cette obligation dès lors que l'installation de ces dispositifs présenterait une difficulté technique insurmontable qui ne peut être levée dans des conditions économiquement acceptables (alinéa 6).

Article 6 quinquies

(article L. 152-5 du code de l'urbanisme)

Possibilité de déroger à certaines règles d'urbanisme pour les ombrières dotées de procédés de production d'énergies renouvelables situées sur des aires de stationnement

Introduit par la commission

1. L'état du droit

L'article L. 152-5 du code de l'urbanisme prévoit que le maire peut, par décision motivée, déroger aux règles des plans locaux d'urbanisme relatives à l'emprise au sol, à la hauteur, à l'implantation et à l'aspect extérieur des constructions afin d'autoriser certaines constructions. Ces dérogations ne s'appliquent pas pour les immeubles classés ou inscrits au titre des monuments historiques, se situant aux abords d'un monument historique ou dans le périmètre d'un site patrimonial remarquable.

2. Les dispositions adoptées par la commission

L'article adopté permet au maire de déroger à ces règles d'urbanisme pour l'installation d'ombrières dotées de procédés de production d'énergies renouvelables situées sur des aires de stationnement.

Article 6 sexies

(article L. 111-97 du code de l'énergie)

Droit d'accès aux réseaux de gaz pour les producteurs de gaz renouvelables et de gaz de récupération

Introduit par la commission

La commission a adopté l'article 6 *sexies* prévoyant un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel aux producteurs de gaz renouvelable et de récupération, et non plus seulement aux producteurs de biogaz. **Cet article permet donc l'accès de l'hydrogène renouvelable aux réseaux gaziers.**

La commission a également adopté un sous-amendement du Gouvernement précisant que **l'accès des producteurs de gaz renouvelables et de gaz de récupération aux infrastructures de gaz naturel est subordonné à la nécessité de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures de gaz naturel.** L'injection d'hydrogène dans les infrastructures de gaz naturel soulève, en effet, un certain nombre de contraintes techniques, tout particulièrement au-delà d'une certaine concentration.

Article 6 septies

(articles L. 446-1, L. 446-3 [abrogé], L. 446-4 et L. 446-6 à L. 446-10 [nouveaux] du code de l'énergie)

Réforme du dispositif des garanties d'origine du biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel pour l'aligner sur le dispositif des garanties d'origine de l'électricité renouvelable

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Pour soutenir le développement de la filière biométhane, **les pouvoirs publics ont opté pour l'instauration d'un tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.** Lorsque le biométhane est injecté dans le réseau, il se mélange au gaz naturel. **Afin d'assurer la traçabilité du biométhane, un dispositif de garanties d'origine a été mis en place :** chaque mégawattheure de biométhane injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine.

L'article L. 446-3 du code de l'énergie institue ce dispositif de garantie d'origine, lequel est précisé par la voie réglementaire. Un arrêté ⁽¹⁾ prévoit ainsi que le montant des valorisations financières des garanties d'origine perçu par le producteur de biogaz vient en réduction des charges de service public qu'il reçoit pour l'injection de biométhane dans les réseaux.

De nombreux acteurs partagent l'idée que le système actuel ne fonctionne pas car il repose sur une base déclarative de la part des fournisseurs. En pratique, la réduction des charges de service public est inopérante et entraîne des effets d'aubaine et des dépenses publiques indues.

2. Les dispositions adoptées par la commission

Cet article transpose une partie de la directive européenne (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. L'alinéa 22 prévoit ainsi qu'à compter du 30 juin 2021, **les garanties d'origine provenant d'autres pays membres de l'Union européenne doivent être reconnues.**

Cet article prévoit un cadre juridique, pour les garanties d'origine biogaz, qui est similaire à celui qui existe pour les garanties d'origine électricité : un système de vente aux enchères des garanties d'origine est prévu à l'alinéa 20 tout comme l'impossibilité d'octroyer des garanties d'origine à un producteur qui bénéficie déjà d'un soutien financier sous la forme d'un tarif d'achat (alinéa 12).

Article 6 octies

(article L. 447-1 [nouveau] du code de l'énergie)

Mise en place d'un cadre juridique pour l'hydrogène produit à partir d'énergies renouvelables, notamment par voie d'ordonnance

Introduit par la commission

Pour la commission, l'hydrogène a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique soit en usage direct (pour l'industrie, pour la mobilité), soit comme outil de flexibilité pour les réseaux. L'article adopté habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnance pour établir un cadre juridique relatif à l'hydrogène renouvelable. L'ordonnance devra :

– **définir la terminologie des différents types d'hydrogène** en fonction de la source d'énergie utilisée pour sa production ;

(1) Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation

– **permettre la production, le transport, le stockage et la traçabilité** de l’hydrogène ;

– **définir un cadre de soutien** applicable à l’hydrogène produit à partir d’énergies renouvelables.

Sans attendre cette ordonnance, l’article transpose certaines dispositions de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l’utilisation de l’énergie produite à partir de sources renouvelables. **Cet article prévoit ainsi la mise en place d’un système de garanties d’origine pour l’hydrogène produit à partir d’énergies renouvelables.**

CHAPITRE VI Régulation de l’énergie

Article 7

(article L. 132-2 du code de l’énergie)

Possibilité pour la Commission de régulation de l’énergie de recourir à la transaction et précisions relatives aux procédures de règlement des différends et des sanctions

Adopté par la commission avec modifications

L’article 7 du projet de loi habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnances pour :

- renforcer l’effectivité du droit au recours, des droits de la défense et du principe du contradictoire dans le cadre des procédures devant le comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l’énergie (CRE) ;
- permettre à la CRE de déposer des observations devant la Cour de cassation ou de former un recours contre un arrêt de la cour d’appel de Paris, si ce dernier n’est pas contesté par l’une des parties ;
- permettre à la CRE de recourir à la transaction pour mettre un terme aux litiges relatifs au contentieux de la contribution au service public de l’électricité (CSPE). Cette compétence est nécessaire pour trouver une solution aux 15 000 requêtes en remboursement de tout ou partie de la CSPE qui sont pendantes devant le tribunal administratif de Paris.

1. L’état du droit

La Commission de régulation de l’énergie (CRE) est l’autorité administrative indépendante qui concourt, au bénéfice des consommateurs finaux, au bon fonctionnement des marchés de l’électricité et du gaz naturel.

- *Les modalités de renouvellement du collège de la CRE*

La composition du collège de la CRE est définie à l'article L. 132-2 du code de l'énergie. Alors que, d'après l'alinéa 2 de cet article, « *le collège de la Commission de régulation de l'énergie est renouvelé par tiers tous les deux ans* », l'alinéa 11 de ce même article, issu de la loi du 20 janvier 2017⁽¹⁾, indique que « *le collège est, à l'exception de son président, renouvelé par moitié tous les trois ans* ». Ces deux dispositions sont donc contradictoires ; la plus ancienne, celle figurant au deuxième alinéa, devrait être supprimée.

- *Les procédures devant le comité de règlement des différends et des sanctions*

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDdS) de la CRE est composé de deux conseillers d'État, deux conseillers à la Cour de cassation et quatre membres suppléants. Pour chaque affaire, le président du CoRDdS charge un membre de ce comité d'instruire la procédure (article R. 134-30 du code de l'énergie). Ce membre désigné peut mettre l'auteur du manquement en demeure de se conformer aux dispositions méconnues (article L. 134-26 du code de l'énergie). L'article L. 133-1 du code de l'énergie interdit au membre désigné de participer au délibéré mais ne vise que le cas où une mise en demeure a été prononcée. Il semble utile de préciser, pour le respect des droits de la défense, que, même si aucune mise en demeure n'est prononcée, le membre désigné ne peut pas participer au délibéré.

- *L'action en justice*

Le troisième alinéa de l'article L. 132-1 du code de l'énergie permet au président de la CRE et au président du CoRDdS d'agir en justice au nom du collège et au nom du comité. Néanmoins, cette disposition existante ne permet pas à la CRE, contrairement à d'autres autorités administratives indépendantes comme l'ARCEP ou l'Autorité de la concurrence, de déposer des observations devant la Cour de cassation ou de former un recours contre un arrêt de la cour d'appel de Paris, si ce dernier n'est pas contesté par l'une des parties⁽²⁾.

(1) Loi n° 2017-55 du 20 janvier 2017 portant statut général des autorités administratives indépendantes et des autorités publiques indépendantes

(2) La Chambre commerciale de la Cour de cassation a écarté comme irrecevables les observations présentées par la Commission de régulation de l'énergie, au motif « qu'aucun texte ni principe n'habilite la Commission de régulation de l'énergie à présenter des observations sur le pourvoi formé contre l'arrêt rendu à la suite du recours formé contre l'une de ses décisions » dans l'arrêt du 22 février 2005, 04-12.618.

- *Le contentieux lié à la contribution au service public de l'électricité (CSPE)*

La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a été créée en 2003⁽¹⁾. Cette contribution était initialement acquittée par les consommateurs d'électricité au prorata de leur consommation. La compatibilité de la CSPE avec la directive sur la taxation de l'électricité⁽²⁾ a fait l'objet d'une question préjudicielle du Conseil d'État⁽³⁾ et d'un arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne⁽⁴⁾. La fragilité juridique de la CSPE tenait à la multiplicité des charges couvertes (financement des coûts inhérents au fonctionnement administratif d'autorités ou d'institutions publiques telles que le médiateur national de l'énergie et la Caisse des dépôts et consignations, financement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, péréquation tarifaire, tarifs sociaux, etc.) et au caractère essentiellement « budgétaire » de bon nombre d'entre elles, là où le droit communautaire exige, pour ce type de taxe indirecte sur l'électricité qui n'est pas une accise, une finalité spécifique.

À la suite de la réponse de la Cour de justice de l'Union européenne, le Conseil d'État⁽⁵⁾ a jugé qu'entre le 1^{er} janvier 2004, date d'entrée en vigueur de la directive, et le 31 décembre 2008, date de la fin de la période transitoire, la France pouvait maintenir son système de taxation national sur l'électricité. Elle a néanmoins indiqué qu'entre le 1^{er} janvier 2009 et le 1^{er} janvier 2016, date où la CSPE a été réformée, les contribuables pouvaient prétendre à un remboursement partiel de la CSPE, à proportion de la part des recettes affectée à des finalités non spécifiques⁽⁶⁾.

La réforme de la CSPE

La probable incompatibilité de la CSPE avec le droit européen a contribué à sa refonte en loi de finances rectificative pour 2015. La CSPE a été intégrée à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE). Cette « nouvelle » TICFE, renommée « contribution au service public de l'électricité » (CPSE), dont le taux est fixé à 22,5 euros par mégawattheure porte désormais sur l'ensemble des consommations d'électricité. Il s'agit non plus d'une contribution mais d'une taxe qui abonde le budget de l'État.

(1) *Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie*

(2) *Directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité*

(3) *Décision du 22 février 2017 (n° 399115)*

(4) *Arrêt C-103/17 du 25 juillet 2018*

(5) *Décision « Messer France » du 3 décembre 2018 (n° 399115)*

(6) *La Cour de justice de l'Union européenne a jugé que les finalités de cohésion territoriale et de cohésion sociale de la CSPE, telles que la péréquation tarifaire géographique et la réduction de prix de l'électricité pour les ménages en situation de précarité, et ses finalités purement administratives, notamment le financement des coûts inhérents au fonctionnement administratif d'autorités ou d'institutions publiques telles que le médiateur national de l'énergie et la Caisse des dépôts et consignations, ne constituaient pas des finalités spécifiques.*

Selon le Conseil d'État, sont actuellement pendantes devant le tribunal administratif de Paris près de 15 000 requêtes en remboursement de tout ou partie de la CSPE, dont 12 300 introduites en 2014. Pour rappel, les délais pour réclamer la restitution partielle de la taxe payée jusqu'en 2015 sont expirés depuis le 31 décembre 2017. La Commission de régulation de l'énergie a été désignée par le Conseil d'État⁽¹⁾ comme l'autorité compétente pour connaître des réclamations relatives à la CSPE.

2. Le projet de loi

Le premier alinéa de l'article 7 supprime, à titre de correction, la deuxième phrase du deuxième alinéa de l'article L. 132-2 du code de l'énergie qui était devenue contradictoire avec l'alinéa 11 de ce même article.

L'alinéa 3 habilite le Gouvernement à prendre, par ordonnance, dans un délai de six mois, des mesures permettant de renforcer l'effectivité du droit au recours, des droits de la défense et du principe du contradictoire dans le cadre des procédures de règlements des différends et des sanctions de la CRE. Le recours à une habilitation à légiférer par ordonnance s'avère nécessaire dans la mesure où, si la garantie des droits est bien assurée devant le CoRDiS par l'ensemble des dispositions du code de l'énergie, certains aspects de la procédure méritent d'être clarifiés au niveau législatif. **D'une manière générale, l'habilitation permettra une mise en cohérence des renvois opérés entre les articles, des clarifications rédactionnelles ainsi que la codification de certains principes dégagés par les décisions du CoRDiS et de ses juges de contrôle (cour d'appel de Paris et Conseil d'État).** Cette ordonnance indiquera, comme cela est mentionné dans l'étude d'impact, que le membre du CoRDiS chargé d'instruire la procédure ne peut pas participer au délibéré. D'après les informations recueillies par votre rapporteur, cette ordonnance devrait aussi permettre de préciser les conditions d'exécution des décisions du CoRDiS, en permettant à ce dernier de fixer un calendrier d'exécution de sa décision. Elle devrait apporter des précisions permettant au CoRDiS d'assurer une protection encore plus grande des données à caractère personnel dans le cadre des décisions rendues.

L'alinéa 4 habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnance, dans un délai de six mois, **pour permettre à la CRE d'agir devant les juridictions.** Cela permettra à la CRE de déposer des observations devant la Cour de cassation ou de former un recours contre un arrêt de la cour d'appel de Paris, si ce dernier n'est pas contesté par l'une des parties.

L'alinéa 6 habilite le Gouvernement à légiférer par ordonnance, dans un délai de quatre mois, **pour permettre à la CRE de recourir à la transaction et ainsi mettre un terme aux litiges relatifs au contentieux de la CSPE.** La transaction est un contrat par lequel les parties, par des concessions réciproques, terminent une contestation née, ou préviennent une contestation à naître (article

(1) Avis contentieux n° 388853 du 22 juillet 2015 (Société Praxair)

2044 du code civil). Outre qu'elle est de nature à lutter contre l'encombrement des juridictions, la transaction permet de trouver des solutions plus rapides à une situation conflictuelle. **Le mode de fonctionnement opérationnel envisagé pour cette transaction d'une nature particulière est en cours de préparation.**

3. La position de la commission

La commission a adopté un amendement rédactionnel ainsi qu'un amendement du Gouvernement relatif à la composition du collège de la CRE. **L'amendement adopté fait passer le nombre de membres du collège de la CRE de six à cinq, en rapprochant les thématiques de la protection du consommateur et de la protection des données personnelles au sein du portefeuille d'un même membre du collège.**

Article 7 bis

(articles L. 121-7 et L. 141-5 du code de l'énergie)

Possibilité pour les collectivités et opérateurs publics dans les zones interconnectées de contractualiser directement avec les acteurs de la maîtrise de la demande sans passer par le fournisseur historique

Introduit par la commission

1. L'état du droit

Pour réduire les surcoûts de production et les charges de service public de l'énergie qui financent la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées, la loi de finances rectificative pour 2012⁽¹⁾ a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de services public de l'électricité aux coûts supportés dans les zones non interconnectées (ZNI) par le fournisseur historique du fait de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande d'électricité.

Actuellement, dans les ZNI, les acteurs de la maîtrise de la demande sont donc obligés de contractualiser avec le fournisseur historique, qui est le seul à pouvoir être compensé, *via* les charges imputables aux missions de service public, pour les actions de maîtrise de la demande qui sont menées.

2. Les dispositions adoptées par la commission

La commission a adopté un article 7 *bis* pour faciliter les actions de maîtrise de la demande de l'énergie dans les zones non interconnectées. **Cet article ouvre désormais aux collectivités et aux opérateurs publics la possibilité de contractualiser directement avec les acteurs de la maîtrise de la**

(1) Loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012

demande et de recevoir une compensation, sous réserve que cela soit prévu et encadré dans les différentes PPE.

Article 7 ter

(article L. 134-18 du code de l'énergie)

Possibilité pour la Commission de régulation de l'énergie de déléguer certaines attributions

Introduit par la commission

La commission a adopté l'article 7 *ter* accordant la possibilité à la CRE de déléguer certaines attributions. Les attributions concernées sont celles relatives au recueil des informations nécessaires à la mission de la CRE, et à la notification au fournisseur et à EDF du complément de prix à acquitter au titre des volumes excédentaires d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Votre rapporteur estime que l'amendement proposé est de nature à renforcer l'efficacité des moyens de contrôle de la CRE et assurera une meilleure sécurité juridique des actions entreprises pour recueillir les informations nécessaires pour l'accomplissement de ses missions.

Article 7 quater

(article L. 322-8 du code de l'énergie)

Déploiement expérimental de réseaux et d'infrastructures électriques intelligents

Introduit par la commission

La commission a adopté une disposition qui avait été adoptée dans le projet de loi dit « PACTE » mais censurée au titre des cavaliers législatifs. **Concrètement, il s'agit de permettre à des acteurs de l'énergie de tester des produits ou des modèles économiques innovants dans un environnement réel mais en s'exonérant d'un certain nombre de contraintes juridiques**, pour lesquelles des dérogations temporaires leur seraient accordées, le tout sous la supervision du régulateur.

Les dérogations sont accordées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ou par l'autorité administrative, chacune dans son domaine de compétence et par décision motivée (alinéa 1). **Les dérogations portent sur les conditions d'accès aux réseaux et sur leur utilisation. Ces dérogations sont accordées pour une durée maximale de quatre ans, renouvelable une fois** (alinéa 2) Le III prévoit une obligation d'information des participants sur le

caractère expérimental de l'opération et sur les modalités de mise en conformité à l'issue de l'expérimentation. Le IV prévoit que la CRE informe sans délai le ministre chargé de l'énergie et, le cas échéant, le ministre chargé de la consommation de la réception d'une demande de dérogation. Ces derniers peuvent s'opposer à l'octroi de tout ou partie de ces dérogations.

Article 8

(article L. 336-5 du code de l'énergie)

Adaptation des modalités de calcul du complément de prix en cas d'atteinte du plafond global d'ARENH

Adopté par la commission avec modifications

Pour partager la « rente nucléaire » et assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet aux fournisseurs alternatifs, jusqu'au 31 décembre 2025, d'accéder, à un prix régulé (42 euros par MWh), à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF. Les droits à l'ARENH de chaque fournisseur sont calculés en fonction de la consommation prévisionnelle de ses clients pendant les heures de faible consommation nationale. Les volumes d'ARENH souscrits par l'ensemble des fournisseurs alternatifs ne peuvent pas excéder 100 TWh sur une année.

Les fournisseurs font chaque année une demande de quantité d'ARENH auprès de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en fonction des consommations de leurs clients qu'ils anticipent. La CRE calcule, *ex post*, les droits réels d'ARENH de chaque fournisseur en fonction des consommations constatées de ses clients. **Pour inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes, le code de l'énergie instaure un complément de prix** pénalisant les fournisseurs demandant, *ex ante*, une quantité d'ARENH ne correspondant pas à leur volume de clients *ex post*. Ce complément de prix comporte deux parties : la première vise à reverser à EDF les gains qui sont réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excédentaire d'ARENH, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros à un prix plus élevé que 42 euros par MWh ; la seconde partie du complément de prix, dite « punitive » prévoit qu'au-delà d'une marge de tolérance, un fournisseur qui a fait une demande excessive paie sur les quantités excédentaires plus que la simple régularisation de l'écart entre prix de marché et prix de l'ARENH.

Pour la première fois, en novembre dernier, la demande d'ARENH a dû être rationnée (la CRE a reçu un total de demande de 132,9 TWh pour l'année 2019). Le dépassement du plafond de 100 TWh a fait prendre conscience du fait que les formules de calcul du complément de prix et d'affectation des recettes de ce complément de prix ne sont pas adaptées à certains comportements non vertueux des fournisseurs. L'atteinte du plafond étant désormais de plus en plus probable, les fournisseurs pourraient être tentés de surestimer volontairement leur demande d'ARENH par anticipation d'une atteinte du plafond ; rien ne les en décourage suffisamment aujourd'hui. Or, en surévaluant sa demande, un fournisseur pénalise les autres fournisseurs qui, eux, fournissent une bonne prévision de consommation.

L'article 8 du projet de loi prévoit de remédier à ce constat :

- en **modifiant le calcul du complément de prix** en cas d'atteinte du plafond pour désinciter davantage aux comportements non vertueux ;
- en prévoyant, dans le cas où le plafond est atteint, que **les fournisseurs ayant surestimé leurs demandes d'ARENH en anticipation de l'atteinte du plafond compensent les fournisseurs ayant eux, réalisé une bonne prévision** de leur volume de clients ;
- en prévoyant que **la partie « punitive » du complément de prix revienne à la collectivité** et non plus à l'ensemble des fournisseurs.

1. L'état du droit

a. Le dispositif de l'ARENH

- *Un dispositif mis en place pour partager la « rente nucléaire » et assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité*

Le dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi du 7 décembre 2010⁽¹⁾, dite loi « NOME ». Pour partager la « rente nucléaire » et assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité, l'ARENH, prévu au titre III du livre III du code de l'énergie, permet aux fournisseurs alternatifs, depuis le 1^{er} juillet 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, d'accéder à un prix régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF situées sur le territoire national et mises en service avant le 8 décembre 2010. **Le prix régulé est de 42 euros par MWh (hors taxes) depuis le 1^{er} janvier 2012**⁽²⁾.

L'objectif de ce mécanisme est triple : permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF et ainsi favoriser le développement de la concurrence sur le marché de détail ; faire bénéficier de la compétitivité du parc électronucléaire français à l'ensemble des consommateurs ; favoriser le développement de la concurrence sur le marché amont en incitant les fournisseurs à investir dans de nouveaux moyens de production.

Les volumes d'ARENH souscrits par les fournisseurs alternatifs ne peuvent excéder 100 TWh sur une année (hors fourniture des pertes aux gestionnaires de réseau), soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique (article L. 336-2 du code de l'énergie).

(1) Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

(2) Ce prix était de 40 euros entre le 1^{er} juillet et le 31 décembre 2011.

- *Les compléments de prix permettent d'éviter la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et incitent à la meilleure prévision*

Les fournisseurs d'électricité qui souhaitent exercer « leur droit à l'ARENH » en font la demande auprès de la CRE. Sur le fondement des prévisions de consommations transmises par les fournisseurs, la CRE calcule *ex ante* les droits ARENH de chaque fournisseur et notifie les fournisseurs du montant de ce droit pour la période de livraison à venir. Au plus tard le 30 juin de l'année suivante, la CRE calcule leurs droits ARENH *ex post* sur la base des consommations constatées transmises par les gestionnaires de réseaux.

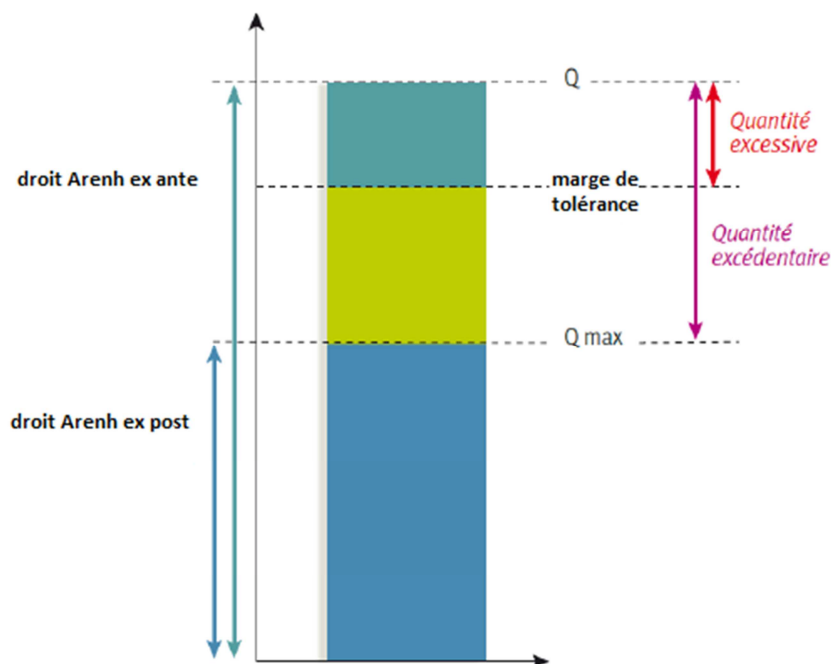
Pour éviter les comportements opportunistes et limiter les erreurs de prévision, le code de l'énergie instaure un complément de prix calculé sur la base des prix observés sur les marchés de gros. La CRE calcule, au plus tard le 30 juin, le montant du complément de prix dont chaque fournisseur est redevable. D'après l'article R. 336-35 du code de l'énergie, ce complément de prix est constitué, pour chaque fournisseur :

– du terme **CP1**. Ce terme s'applique dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique. Il vise à reverser à EDF le bénéfice de la revente sur le marché de gros des volumes ARENH dont un fournisseur a bénéficié en excédent. Il correspond à la différence, si elle est positive, entre la valorisation sur le marché de la quantité d'ARENH **excédentaire** et le montant correspondant à l'achat de cette quantité au prix de l'électricité nucléaire historique ;

– du terme **CP2**. Ce terme est « punitif ». Il vise à faire en sorte qu'au-delà d'une marge de tolérance, un fournisseur qui a fait une demande excessive paie sur les quantités excédentaires plus que la simple régularisation de l'écart entre prix de marché et prix de l'ARENH. Ce terme s'applique donc dès lors que l'écart entre les droits *ex post* et *ex ante* excède une marge de tolérance ⁽¹⁾ sur la prévision des besoins. Ce terme est reversé à l'ensemble des fournisseurs au prorata de leurs volumes d'ARENH (article R. 336-37 du code de l'énergie). Il correspond à la différence, si elle est positive, entre, d'une part, la valorisation sur le marché de la quantité d'ARENH **excessive** et, d'autre part, le montant correspondant à l'achat de cette quantité au prix de l'électricité nucléaire historique.

(1) La marge de tolérance, égale à 10 % de la consommation constatée ou à 5 MW, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

LE CONTRÔLE *EX POST* DES DROITS ARENH



Source : CRE

Jusqu'à présent, une seule demande d'un fournisseur a donné lieu à un complément de prix CP2. Ce complément portait sur l'année 2012 et s'est élevé à 212 539 euros. Les montants de compléments de prix CP1 perçus par EDF au titre des années 2011 à 2015 s'élevaient à environ 24 millions d'euros en 2011, 16 millions en 2012, 4 millions en 2013 et étaient nuls en 2014 et 2015 ⁽¹⁾.

b. L'atteinte du plafond de l'ARENH

La CRE a annoncé en novembre dernier ⁽²⁾ que, pour la première fois, la demande d'ARENH allait devoir être rationnée : **la CRE a reçu un total de demande de 132,9 TWh pour l'année 2019 de la part de 69 fournisseurs d'électricité** (hors filiales d'EDF). La CRE a procédé à la répartition de ce volume de 100 TWh au prorata des demandes des fournisseurs

Dans son rapport de janvier 2018 ⁽³⁾, la CRE indique que le cadre actuel peut encourager des comportements non vertueux. **Un fournisseur peut être tenté de surestimer sa consommation prévisionnelle lors de sa demande d'ARENH afin d'obtenir le niveau d'ARENH souhaité** (correspondant à sa prévision réelle de droits) en tenant compte du rationnement. **Il semble donc essentiel de modifier le calcul du complément de prix, pour renforcer son**

(1) « Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017 », CRE, janvier 2018

(2) Communiqué de presse du 29 novembre 2018 sur « les demandes d'ARENH pour 2019

(3) « Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017 », CRE, janvier 2018

caractère incitatif à la bonne prévision y compris en cas d'atteinte du plafond.

2. Le projet de loi

L'article 8 du projet de loi correspond à ce que d'aucuns appellent « la petite réforme de l'ARENH », une réforme de plus grande ampleur devant intervenir dans les années à venir, en lien avec la possible restructuration de l'entreprise EDF. Cette « petite réforme » vise à prévoir un calcul des compléments de prix tenant compte de l'effet de plafonnement, afin d'éviter les effets d'aubaine défavorables pour la collectivité.

Les alinéas 1, 2, 3, 4, 5, 8 et 9 reprennent en grande partie la rédaction actuelle de l'article L. 336-5 du code de l'énergie mais précisent que **le calcul du complément de prix**, dont les modalités seront précisées par décret, **doit prendre en compte l'effet du plafonnement de l'ARENH.**

L'alinéa 6 précise l'affectation des recettes du complément de prix « CP1 » dans le cas où la demande d'ARENH, *ex ante*, des fournisseurs excède le plafond de 100 TWh. Dans ce cas, l'excès de demande d'un des fournisseurs réduit les volumes attribués aux autres. Le projet de loi prévoit donc d'affecter CP1 aux fournisseurs, afin de compenser les fournisseurs pénalisés par les demandes excédentaires des autres fournisseurs. Le texte distingue deux cas :

– si le volume d'ARENH auquel ont droit, *ex post*, l'ensemble des fournisseurs est également supérieur au plafond de 100 TWh, alors CP1 ne revient plus du tout à EDF mais revient uniquement aux fournisseurs. En effet, dans ce cas, la demande excédentaire d'un fournisseur n'induit pas de manque à gagner pour EDF : EDF aurait de toute façon livré 100 TWh d'ARENH ;

– si le volume d'ARENH auquel ont droit, *ex post*, l'ensemble des fournisseurs est, à l'inverse, inférieur au plafond de 100 TWh, alors CP1 revient à l'ensemble des fournisseurs **mais également** à EDF. En effet, dans ce cas et contrairement au précédent, EDF subit un manque à gagner puisque l'entreprise aurait pu vendre, à un prix peut-être plus élevé, sur le marché de gros, les quantités d'ARENH demandées par les fournisseurs en excédent par rapport à leur portefeuille de clients.

L'alinéa 7 modifie l'affectation des recettes du complément de prix CP2, que le plafond de l'ARENH soit ou non atteint. Cet alinéa prévoit d'affecter les recettes de CP2, non plus aux fournisseurs, mais à la collectivité, sous la forme d'une déduction des charges imputables aux missions de service public d'EDF.

3. La position de la commission

Comme l'a rappelé le Gouvernement lors des débats en commission, l'article 8 du présent projet de loi intervient dans le contexte de la préparation d'une nouvelle régulation qui succédera à l'ARENH, voire pourra la remplacer avant son échéance fixée à 2025. Le Président de la République a en effet demandé au Gouvernement de proposer les modalités d'une nouvelle régulation de la production d'électricité nucléaire historique, qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de son parc de production même dans des scénarios de prix bas.

La commission a adopté un amendement qui vise à permettre à tous les consommateurs de pouvoir continuer à bénéficier de la stabilité des prix du nucléaire dans un contexte de développement de la concurrence.

L'amendement adopté ouvre au Gouvernement la possibilité :

– **de relever le volume d'ARENH** livré par EDF aux autres fournisseurs, dans la limite de 150 TWh, à partir du 1^{er} janvier 2020 ;

– **de modifier le prix de l'ARENH par arrêté** en attendant la mise en place de méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts représentatifs des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires, qui seront précisées par décret en Conseil d'État. Pour rappel, depuis 2012, le prix, fixé lors de la mise en place du dispositif, n'a pas pu être modifié en raison de l'absence d'approbation, par la Commission européenne, du projet de décret prévoyant ces méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts.

La commission a adopté deux amendements de votre rapporteur qui précisent, à l'alinéa 6, **les modalités d'affectation des recettes du complément de prix, dans le cas où le volume d'ARENH global demandé *ex ante* par les fournisseurs est supérieur au plafond**. L'amendement adopté prévoit que le complément de prix qui revient aux fournisseurs pénalisés par les demandes excédentaires des autres fournisseurs ne dépasse pas le préjudice réel supporté par ces fournisseurs pénalisés. L'amendement précise qu'EDF peut recevoir une part du complément de prix mais que la part du complément de prix qui excède la compensation pour EDF du bénéfice, réalisé par certains fournisseurs, de la revente sur le marché de gros des volumes ARENH, doit revenir à la collectivité.

Article 8 bis
(article L. 134-4 du code de l'énergie)
Amendement de coordination juridique

Introduit par la commission

La commission a adopté un amendement de coordination juridique pour adapter la rédaction de l'article L. 134-4 du code de l'énergie aux modifications apportées à l'article L. 336-5 du code de l'énergie par l'article 8 du présent projet de loi.

CHAPITRE VII
Tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité

Article 9
(art. L. 111-88, L. 121-32, L. 121-46, L. 131-4 [nouveau], art. L. 441-4 et L. 441-5 [supprimés], art. L. 443-6, art. L. 443-9-1, L. 443-9-2 et L. 443-9-3 [nouveau], art. L. 445-1 à L. 445-4 [supprimés] du code de l'énergie ; art.L.224-3, du code de la consommation, art. L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, art. 1519 HA du code général des impôts)

Suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Adopté par la commission avec modifications

L'article 9 prend acte d'une décision récente du Conseil d'État concernant les tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz. Il permet de mettre en conformité le droit français avec le droit européen. Il prévoit

- **l'extinction progressive des TRV de gaz**. Cette extinction s'appliquera dès la publication de la loi pour les nouveaux contrats, un an après la publication de la loi pour les contrats en cours des consommateurs finals non domestiques, et au 1^{er} juillet 2023 pour les contrats en cours des consommateurs finals domestiques ;
- **une série de mesures visant à assurer le bon déroulement de la réforme** et le basculement progressif des tarifs réglementés de vente vers l'offre de marché ;
- **un dispositif de fournisseur de dernier recours**, pour les clients domestiques de gaz naturel qui ne trouveraient pas de fournisseur par le marché, **ainsi qu'un dispositif de fournisseur de secours**, visant à garantir la continuité de l'approvisionnement aux clients domestiques, en cas de défaillance ou de retrait de l'autorisation de fourniture aux fournisseurs de ces clients.

1. L'état du droit

Le champ d'application des tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz a été considérablement réduit ces dernières années.

- *Les TRV sont proposés par les fournisseurs historiques*

Depuis que le marché de fourniture de l'énergie s'est ouvert à la concurrence en 2007, **les consommateurs français ont le choix entre deux types d'offres** pour la fourniture de gaz :

- des offres de marché, proposées par l'ensemble des fournisseurs ;
- les tarifs réglementés de vente (TRV) proposés uniquement par les fournisseurs historiques (Engie et les entreprises locales de distribution [ELD] dans leur zone de desserte).

Les offres de marché ne cessent de progresser : au 30 septembre 2018, les offres de marché en gaz concernaient 60 % des sites (soit 4,5 millions sur 11,3 millions de sites) et 90 % de la consommation (dont 29 % des sites et 57 % de la consommation livrés par des fournisseurs alternatifs).

- *Les TRV doivent être calculés en fonction des coûts, ce qui assure leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs*

Les TRV sont aujourd'hui fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Pour calculer les TRV de gaz, la CRE réalise un bilan complet des coûts anticipés, pour chaque fournisseur historique, avant le 1^{er} juillet de chaque année. À l'issue de ce bilan, un arrêté annuel, pris après avis de la CRE et du Conseil supérieur de l'énergie, fixe la formule tarifaire pour l'année suivante. Les tarifs évoluent ensuite automatiquement chaque mois pour Engie, ou tous les trois mois pour les ELD, par application de la formule tarifaire, pour tenir compte de la variation du coût du combustible ;

- *Le champ d'application des TRV a été peu à peu réduit*

Les directives européennes jugent que la réglementation des prix, qui constitue par nature une entrave à la concurrence, reste possible lorsqu'elle répond à un objectif d'intérêt économique général, qu'elle est nécessaire et proportionnée à l'atteinte de cet objectif et qu'elle est clairement définie, transparente, non discriminatoire et contrôlable.

Afin de prendre en compte les critères européens, une loi est venue réduire le champ d'éligibilité aux TRV de gaz. L'article 25 de la loi dite Hamon ⁽¹⁾, relative à la consommation du 17 mars 2014 a marqué la fin des TRV

(1) Loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

en gaz naturel pour les sites ayant une consommation annuelle supérieure à 30 MWh.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels dont la consommation de gaz ne dépasse pas 30 MWh par an peuvent encore souscrire des TRV.

- *Deux décisions du Conseil d'État ont estimé que les TRV n'étaient pas entièrement conformes au droit européen*

Le Conseil d'État a jugé le 19 juillet 2017, après avoir saisi la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) d'une question préjudicielle, que la réglementation des prix dans le cas du gaz « *ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général* ». Les TRV gaz doivent donc être supprimés.

Pour tenir compte de cette décision, l'article 213 du projet de loi Pacte prévoyait la fin des TRV gaz. Cet article a néanmoins été censuré par le Conseil constitutionnel, car considéré comme étant un cavalier législatif.

1. Le projet de loi

L'article 9 prévoit l'extinction progressive des TRV de gaz. Afin d'assurer la progressivité de la réforme, l'extinction des TRV du gaz s'appliquera :

- **pour les nouveaux contrats**, dès la publication de la loi (alinéa 39) ;
- **pour les contrats en cours des consommateurs finals non domestiques**, un an après la publication de la loi (alinéas 46 et 47) ;
- **pour les contrats en cours des consommateurs finals domestiques**, ainsi que pour les propriétaires uniques d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 000 kilowattheures par an, et les syndicats de copropriétaires d'un tel immeuble, au 1^{er} juillet 2023 (alinéas 46 et 48).

Les clients qui ont souscrit un contrat aux TRV qui a été résilié à la suite d'une erreur commise par le gestionnaire du réseau ou par un fournisseur pourront continuer à bénéficier d'un contrat aux TRV jusqu'aux échéances prévues pour l'extinction des TRV (alinéa 49).

L'article introduit une série de mesures visant à assurer le bon déroulement de la réforme et le basculement progressif des tarifs réglementés de vente vers l'offre de marché :

- la CRE devra publier chaque mois le prix moyen de fourniture de gaz naturel, son évolution pour les consommateurs domestiques et la marge moyenne réalisée par les fournisseurs de gaz naturel (alinéa 10). Cette disposition permet de fournir un point de repère pour les consommateurs et pour l'ensemble du marché, rôle joué, jusqu'à présent, par les TRV ;

– les fournisseurs historiques devront informer leurs clients de la date de fin de leur éligibilité aux TRV par différents moyens : sur les factures, sur les pages publiques des sites internet ou par le biais de courriers (alinéas 50 à 62) ;

– le médiateur de l'énergie et la CRE communiqueront auprès du grand public au sujet de la disparition progressive des TRV (alinéa 63).

Les clients « dormants », qui n'auraient pas basculé vers une offre de marché aux échéances prévues se verront appliquer de nouvelles conditions contractuelles, prises après avis conforme de la CRE (alinéas 64 à 66).

L'article prévoit de sanctionner financièrement les fournisseurs historiques qui ne respecteraient pas les obligations prévues par la loi au cours de la période transitoire, notamment en matière d'information des consommateurs, et qui chercheraient à freiner l'extinction progressive des TRV (alinéa 68). Dans le cas où le nombre de contrats aux TRV en cours d'exécution au 30 juin 2023 serait supérieur à 25 % du nombre de ces mêmes contrats en cours d'exécution au 31 décembre 2018, les fournisseurs historiques devront verser une sanction pécuniaire, plafonnée à 200 euros, par client bénéficiant encore des TRV (alinéa 69).

Les alinéas 20 à 27 créent un dispositif de fourniture de dernier recours pour les clients domestiques raccordés au réseau de distribution de gaz naturel qui ne trouveraient pas de fournisseur par le marché. Un nouvel article L. 442-9-2 est ainsi inséré dans une nouvelle section 1 *bis* du chapitre III du titre IV du livre IV du code de l'énergie. Les fournisseurs de dernier recours seront désignés par le ministre chargé de l'énergie après un appel à candidatures organisé avec l'appui de la CRE. Le cahier des charges de l'appel à candidatures précisera les exigences auxquelles doivent satisfaire les contrats de fourniture proposés par les fournisseurs de dernier recours, notamment la zone de desserte que ces derniers couvrent. La fourniture de dernier recours sera assurée à titre onéreux. Le niveau maximal de la majoration qui pourra être appliqué par le fournisseur sera contrôlé par la CRE.

Les alinéas 28 à 37 prévoient un dispositif de fourniture de secours ⁽¹⁾ en cas d'interdiction de l'activité d'achat pour revente du fournisseur. Les fournisseurs de secours seront sélectionnés et désignés dans des conditions similaires à celles qui s'appliqueront pour les fournisseurs de dernier recours.

L'alinéa 18 autorise l'autorité administrative à retirer l'autorisation d'exercer l'activité d'achat de gaz pour revente lorsque cette dernière reste ineffective au-delà de deux ans.

(1) La fourniture de secours intervient en cas d'interdiction de l'activité d'achat pour revente du fournisseur ou de dénonciation du contrat liant un responsable d'équilibre avec le gestionnaire du réseau de transport, lorsque les écarts entre les injections et les soutirages ne sont plus couverts, lorsque les tarifs d'utilisation des réseaux ne sont plus acquittés ou en cas de liquidation judiciaire.

Les alinéas restants corrigent des erreurs de référence, suppriment des références inutiles et apportent des coordinations en lien avec la disparition des TRV de gaz.

2. La position de la commission

La commission a adopté sept amendements, dont cinq rédactionnels ou de coordination juridique de votre rapporteur. **Les deux autres amendements, adoptés à l'initiative de votre rapporteur, visent à réintroduire des dispositifs qui avaient été adoptés dans le projet de loi dit « PACTE » puis censurés par le Conseil constitutionnel** car considérés comme étant des cavaliers législatifs. Les dispositions adoptées prévoient :

– la manière dont les fournisseurs historiques devront mettre à la disposition de tout fournisseur qui en ferait la demande, les informations nécessaires pour formuler une offre aux clients qui bénéficient auprès d'eux d'un contrat aux tarifs réglementés, tout en respectant les choix de ces clients et la protection de leurs données personnelles ;

– les modalités selon lesquelles le fournisseur défaillant ou dont l'autorisation de fourniture a été retirée doit communiquer au fournisseur de secours les données nécessaires au transfert de ses clients.

Article 10

(articles L.121-5, L.333-3, L.333-3-1 [nouveau], L.337-7 et L.337-9 du code de l'énergie)

Restriction du champ d'éligibilité aux tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité

Adopté par la commission avec modifications

L'article 10 prend acte d'une décision récente du Conseil d'État concernant les tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité. Il permet de mettre en conformité le droit français avec le droit européen. Cet article :

– prévoit **la restriction du champ d'éligibilité aux TRV d'électricité**. À partir du 1^{er} janvier 2020 ne pourront plus en bénéficier que les clients domestiques, les microentreprises et les petites associations et collectivités. Les autres consommateurs pourront continuer à bénéficier de leur contrat existant mais seulement jusqu'au 31 décembre 2020 ;

– introduit **une série de mesures visant à assurer le bon déroulement de la réforme** et le basculement progressif des tarifs réglementés de vente vers l'offre de marché ;

– précise le **dispositif de fourniture de secours** existant et visant à garantir la continuité de l'approvisionnement aux clients domestiques, en cas de défaillance ou de retrait de l'autorisation de fourniture de leurs fournisseurs. Les fournisseurs de secours

seront désignés par le ministre chargé de l'énergie après un appel à candidatures organisé avec l'appui de la CRE. Le cahier des charges de l'appel à candidature précisera les exigences auxquelles doivent satisfaire ces contrats de fourniture, notamment la zone de desserte que ces derniers couvrent.

1. L'état du droit

a. Le champ d'application des tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité a été considérablement réduit ces dernières années

- *Les TRV sont proposés par les fournisseurs historiques*

Depuis que le marché de fourniture de l'énergie s'est ouvert à la concurrence en 2007, **les consommateurs français ont le choix entre deux types d'offres** pour la fourniture d'électricité :

- des offres de marché, proposées par l'ensemble des fournisseurs ;
- les tarifs réglementés de vente (TRV) proposés uniquement par les fournisseurs historiques (EDF et les entreprises locales de distribution [ELD] dans leur zone de desserte).

Les offres de marché ne cessent de progresser : au 30 septembre 2018, les offres de marché en électricité concernaient 24 % des sites (soit 8,8 millions de sites sur 37,6 millions) et 65 % de la consommation (avec une part de marché des fournisseurs alternatifs établie à 21 % des sites et 34 % de la consommation).

- *Les TRV doivent être calculés en fonction des coûts, ce qui assure leur contestabilité par les fournisseurs alternatifs*

Les TRV sont aujourd'hui fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). **Depuis la réforme de 2014** ⁽¹⁾, **les TRV d'électricité sont construits selon la méthode dite « d'empilement des coûts »**. En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, les TRV sont déterminés en référence aux coûts supportés par un fournisseur type, qui s'approvisionne à l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) et au prix de marché. Les coûts suivants sont « empilés » :

- **le coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;**
- **le complément d'approvisionnement au marché**, qui correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH. La CRE prend en compte

(1) Avant 2014, les TRV étaient construits pour couvrir les coûts comptables d'EDF.

des prix d'achat de l'énergie lissés sur deux ans. Le coût ainsi obtenu est audité chaque année pour vérifier qu'il est bien représentatif des coûts d'approvisionnement d'EDF ;

- **le coût d'approvisionnement en capacité**, établi à partir des prix issus des enchères du mécanisme d'obligation de capacité. Pour rappel, chaque fournisseur d'électricité doit disposer d'un montant de garanties de capacité ⁽¹⁾ permettant de couvrir la consommation électrique de ses clients pendant les périodes de forte consommation (appelées « périodes de pointe ») ;

- **le coût d'acheminement**, qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE) ;

- **les coûts de commercialisation** qui doivent correspondre « *aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Électricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ». Le coût retenu par la CRE correspond aux coûts de commercialisation d'EDF ;

- **la rémunération de l'activité de fourniture** entre également en compte dans le calcul des TRV d'électricité. Le niveau de marge retenu par la CRE dans sa dernière délibération ⁽²⁾ est de 3,68 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs bleus ⁽³⁾, soit 3,5 % du tarif réglementé de vente hors taxes.

- *Le champ d'application des TRV a été peu à peu réduit*

Les directives européennes jugent que la réglementation des prix, qui constitue par nature une entrave à la concurrence, reste possible lorsqu'elle répond à un objectif d'intérêt économique général, qu'elle est nécessaire et proportionnée à l'atteinte de cet objectif et qu'elle est clairement définie, transparente, non discriminatoire et contrôlable.

Afin de prendre en compte les critères européens, une loi est venue réduire le champ d'éligibilité aux TRV d'électricité. L'article 14 de la loi NOME ⁽⁴⁾ du 7 décembre 2010 a marqué la fin des TRV d'électricité pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kilovoltampères (kVA), c'est-à-dire les grandes et moyennes entreprises aux tarifs jaunes et verts.

(1) Ces garanties peuvent être acquises auprès des producteurs et des opérateurs d'effacement, qui auront fait certifier par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) leurs capacités d'effacement ou de production. En échange de cette certification, les producteurs et opérateurs d'effacement garantissent la disponibilité de leurs moyens de production et/ou d'effacement lors des périodes de pointe.

(2) Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité du 7 février 2019

(3) Le tarif bleu est le TRV réservé aux particuliers et petits professionnels.

(4) Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs professionnels dont la puissance n'excède pas 36 kVA en électricité par an peuvent encore souscrire des TRV.

- *Une décision du Conseil d'État a estimé que les TRV d'électricité n'étaient pas entièrement conformes au droit européen*

Par une décision du 18 mai 2018, le Conseil d'État a admis dans son principe l'existence de TRV en ce qu'ils permettent de garantir un prix stable de l'électricité. Il a néanmoins jugé cette intervention contraire au droit européen car non proportionnée, en raison :

– du caractère permanent des TRV et de l'absence de réexamen périodique de leur nécessité ;

– de l'application des TRV à tous les consommateurs finals dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, en particulier les petits sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises.

Pour tenir compte de cette décision, l'article 214 du projet de loi Pacte réservait les TRV électricité aux clients domestiques et aux microentreprises. Cet article a néanmoins été censuré par le Conseil constitutionnel car considéré comme étant un cavalier législatif.

- *La directive relative aux marchés de l'électricité*

L'article 214 du projet de loi Pacte prévoyait une habilitation à légiférer par ordonnance pour réformer les TRV d'électricité. **Pour des raisons de sécurité juridique, il était en effet nécessaire d'attendre l'aboutissement des travaux engagés au niveau européen.**

Depuis, la directive a été adoptée par le Conseil et devrait être prochainement publiée. Elle fait d'ailleurs partie du « paquet énergie propre » pour la transposition duquel l'article 5 du présent projet de loi prévoit une habilitation en faveur du Gouvernement pour intervenir par ordonnances. Cette directive prévoit, à son article 5, la faculté pour les États membres de continuer à mettre en œuvre des interventions publiques sur les prix de l'électricité (dont des tarifs réglementés) pour les consommateurs résidentiels ou microentreprises (effectif inférieur à 10 personnes et chiffre d'affaires annuel ou total de bilan n'excédant pas 2 millions d'euros). Les autres consommateurs ne pourront donc plus bénéficier des tarifs réglementés d'ici au 31 décembre 2020, date d'échéance de transposition de la directive. La directive prévoit également une évaluation du dispositif des TRV aux 1^{er} janvier 2022 et 2025.

b. Le dispositif du fournisseur de secours

L'article L. 333-3 du code de l'énergie prévoit un dispositif de fourniture de secours pour l'électricité.

2. Le projet de loi

Le projet de loi prévoit l'extinction des TRV de l'électricité, sauf pour les particuliers et les microentreprises.

À partir du 1^{er} janvier 2020 pourront uniquement souscrire à un nouveau contrat en TRV d'électricité :

– **les consommateurs finals domestiques**, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation (alinéas 18 et 19) ;

– **les microentreprises**, petites collectivités et associations, c'est-à-dire les consommateurs finals non domestiques occupant moins de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes annuelles ou le total de bilan annuel n'excèdent pas 2 millions d'euros (alinéas 18 et 20).

Les autres consommateurs pourront continuer à bénéficier de leur contrat en cours aux TRV d'électricité jusqu'au 31 décembre 2020 (alinéa 36). Dans le cas où ces consommateurs n'auraient pas souscrit d'offre de marché au 1^{er} janvier 2021, ils se verront appliquer de nouvelles conditions contractuelles, prises après avis conforme de la CRE (alinéas 21 à 24).

L'article introduit également une série de mesures visant à assurer le bon déroulement de la réforme et le basculement progressif des tarifs réglementés de vente vers l'offre de marché : **les fournisseurs historiques devront informer leurs clients de la date de fin de leur éligibilité aux TRV par différents moyens qui seront précisés par décret en Conseil d'État** (alinéa 25) ; le médiateur de l'énergie et la CRE communiqueront auprès du grand public au sujet de la disparition des TRV d'électricité pour certains consommateurs (alinéa 33).

Comme pour le gaz, l'article prévoit de sanctionner financièrement les fournisseurs historiques qui ne respecteraient pas leurs obligations (alinéa 37). Dans le cas où le nombre de contrats aux TRV pour les clients non domestiques (hors microentreprises) en cours d'exécution au 31 décembre 2020 serait supérieur à 25 % du nombre de ces mêmes contrats en cours d'exécution au 1^{er} janvier 2020, les fournisseurs historiques devront verser une sanction pécuniaire, plafonnée à 200 euros, par client bénéficiant encore des TRV (alinéas 38 et 39).

Comme préconisé dans l'avis du Conseil d'État, **l'article prévoit l'évaluation du dispositif des TRV d'électricité tous les cinq ans** sur la base de rapports de la CRE et de l'Autorité de la concurrence (alinéas 27 à 32). Cette évaluation portera sur la contribution de ces tarifs aux objectifs d'intérêt économique général, l'impact de ces tarifs sur le marché de détail ainsi que sur les catégories de consommateurs pour lesquels une réglementation des prix est nécessaire.

Les entreprises locales de distribution (ELD) sont également concernées par la disparition progressive des tarifs réglementés pour une partie de leurs clients. Pour assurer cette fourniture et pour assurer la fourniture de leurs pertes réseaux, les ELD peuvent aujourd'hui s'approvisionner auprès d'EDF à un tarif de cession calculé par la CRE. **Afin de garantir aux ELD une visibilité plus importante sur leurs conditions d'approvisionnement, l'alinéa 41 prévoit qu'elles pourront continuer à bénéficier de ces tarifs de cession jusqu'au 31 décembre 2021.**

Les alinéas 4 à 14 précisent le dispositif de fournisseur de secours existant dans le cas de l'électricité. Ils apportent des clarifications juridiques à l'article L. 333-3 du code de l'énergie et précisent les modalités de sélection des fournisseurs de secours. Comme pour le gaz, les fournisseurs de secours en électricité seront désignés par le ministre chargé de l'énergie après un appel à candidatures organisé avec l'appui de la CRE. Le cahier des charges de l'appel à candidature précisera les exigences auxquelles doivent satisfaire ces contrats de fourniture, notamment la zone de desserte que ces derniers couvrent. À noter que, dans le cas de l'électricité, ce sont les TRV qui jouent le rôle de fournisseur de dernier recours.

L'alinéa 16 autorise l'autorité administrative, comme pour le gaz, à retirer l'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente lorsque cette dernière reste inefficace au-delà de deux ans.

3. La position de la commission

La commission a adopté sept amendements dont quatre rédactionnels.

Elle a adopté, à l'alinéa 6, une disposition qui étend à l'électricité une disposition qui existe d'ores et déjà pour le gaz, et qui permet un meilleur contrôle des demandes d'autorisation des fournisseurs. **L'autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente ne pourra désormais être délivrée qu'aux personnes physiques ou morales installées sur le territoire d'un État membre de l'Union européenne ou, dans le cadre d'accords internationaux, sur le territoire d'un autre État.** Jusqu'à présent, c'était le consommateur qui devait s'assurer que le fournisseur avec lequel il signait un contrat répondait bien à ces exigences.

La commission a prévu les modalités selon lesquelles le fournisseur d'électricité défaillant ou dont l'autorisation de fourniture a été retirée doit communiquer au fournisseur de secours les données nécessaires au transfert de ses clients (alinéa 16). La commission a également prévu que, comme pour le gaz, **les fournisseurs historiques d'électricité devront informer leurs clients de la date de fin de leur éligibilité aux TRV par différents moyens** : sur les factures, sur les pages publiques des sites internet ou par le biais de courriers (alinéas 25 à 31). Elle a inscrit les modalités selon lesquelles les fournisseurs historiques de gaz et d'électricité devront mettre à la disposition de tout fournisseur qui en ferait la

demande l'accès aux données de contact, de consommation et de tarification de leurs clients qui ne sont plus éligibles aux TRV et qui bénéficient auprès d'eux de TRV (alinéas 32 à 35).

Article 11

(articles L. 122-3, L. 122-5, L. 134-15-1 [nouveau] et L. 134-16 du code de l'énergie)

Mesures d'accompagnement de la poursuite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie

Adopté par la commission avec modifications

L'article 11 cherche à accompagner la poursuite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie par des mesures d'information du consommateur, au-delà des mesures prévues pour les informer de l'extinction des tarifs réglementés de vente (TRV). Il prévoit :

- de **donner une base légale au comparateur de gaz naturel et d'électricité**, administré par le médiateur national de l'énergie depuis 2009 ;
- de **faire publier chaque trimestre par la CRE un rapport sur le fonctionnement des marchés de détail** de gaz et d'électricité ;
- de **renforcer les garanties d'indépendance du médiateur** en supprimant la disposition selon laquelle le budget du médiateur est arrêté sur sa proposition par les ministres chargés respectivement de l'économie, de l'énergie et de la consommation.

1. L'état du droit

Le médiateur national de l'énergie est l'autorité administrative indépendante chargée de recommander des solutions aux litiges avec les entreprises du secteur de l'énergie et d'informer les consommateurs sur leurs droits. **Depuis 2009, le médiateur a mis en place un comparateur d'offres⁽¹⁾ de gaz naturel et d'électricité.**

Le budget du médiateur est fixé au programme 345 intitulé « Service public de l'énergie » de la loi de finances. Il est d'environ 5 millions d'euros. L'article L. 122-5 du code de l'énergie prévoit néanmoins que le budget du médiateur est arrêté sur sa proposition par les ministres chargés respectivement de l'économie, de l'énergie et de la consommation.

(1) Ce comparateur peut être consulté à l'adresse suivante : <https://comparateur-offres.energie-info.fr/comparateur-offres-electricite-gaz-naturel/criteria.action?profil=particulier>

2. Le projet de loi

L'article 11 cherche à **accompagner la poursuite de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie** par des mesures d'information du consommateur, au-delà des mesures prévues pour les informer de l'extinction des TRV. Ces mesures d'information supplémentaires prévoient :

– **de donner une base légale au comparateur de gaz naturel et d'électricité**, administré par le médiateur national de l'énergie depuis 2009. L'article précise que la fourniture de gaz de secours ou de dernier recours ne figure pas parmi les offres présentées (alinéas 1 à 5) ;

– **de faire publier chaque trimestre par la CRE un rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de gaz et d'électricité**. Ce rapport doit présenter, en particulier, l'évolution du prix moyen de la fourniture d'électricité et de gaz naturel ainsi que l'évolution de la marge moyenne réalisée par les fournisseurs (alinéas 7 à 8).

L'article 6 renforce également les garanties d'indépendance du médiateur. Il reprend les dispositions de l'article 234 du projet de loi de finances pour 2019 concernant le budget du médiateur national de l'énergie, censurées comme cavalier budgétaire par le Conseil Constitutionnel. **Il s'agit de supprimer la règle inscrite à l'article L. 122-5 du code de l'énergie selon laquelle le budget du médiateur est arrêté sur sa proposition par les ministres chargés respectivement de l'économie, de l'énergie et de la consommation**. Cette disposition permet d'aligner les modalités d'établissement du budget du médiateur sur celles des autres autorités administratives indépendantes.

3. La position de la commission

La commission a adopté un amendement de coordination juridique ainsi que deux amendements identiques qui précisent les critères de tri du comparateur d'offres du médiateur national de l'énergie. **Afin d'offrir au consommateur une information de meilleure qualité relative aux offres vertes, le comparateur d'offres en ligne du médiateur de l'énergie distinguera les offres vertes dans lesquelles les fournisseurs d'électricité ne font qu'acheter des garanties d'origine et les offres vertes dites « premium » dans lesquelles les fournisseurs accolent l'achat des garanties d'origine à l'achat d'électricité renouvelable**.

Article 12

Mesures d'extinction des dispositifs transitoires mis en place lors des précédentes réformes des tarifs réglementés de vente (TRV)

Adopté par la commission sans modification

L'article 12 prévoit les conditions de mise en extinction des deux dispositifs spécifiques créés lors des phases d'extinction précédentes des TRV pour traiter le cas des clients dits « dormants » qui n'étaient plus éligibles aux TRV de gaz ou d'électricité au 1^{er} janvier 2016 mais n'auraient pas basculé en offre de marché au 1^{er} janvier et au 30 juin 2016.

Ces clients ne pourront plus bénéficier de ces dispositifs à compter du treizième mois après la publication de la loi : de nouvelles conditions contractuelles, définies après avis conforme de la CRE, leur seront applicables.

1. L'état du droit

Afin de prendre en compte les critères européens, deux lois sont venues réduire le champ d'éligibilité aux TRV d'électricité. L'article 14 de la loi NOME ⁽¹⁾ du 7 décembre 2010 a marqué la fin des TRV d'électricité pour les consommateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kilovoltampères (kVA), c'est-à-dire les grandes et moyennes entreprises aux tarifs jaunes et verts. L'article 25 de la loi Hamon ⁽²⁾ a marqué la fin des TRV en gaz naturel pour les sites ayant une consommation annuelle supérieure à 30 MWh.

Des dispositifs spécifiques ont été mis en place pour traiter le cas des clients dits « dormants » car n'ayant pas basculé en offre de marché.

Afin de garantir la continuité de la fourniture, la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation a prévu une période transitoire de six mois, pendant laquelle les clients qui n'avaient pas souscrit, avant le 31 décembre 2015, un nouveau contrat auprès d'un fournisseur de leur choix étaient réputés avoir tacitement accepté une « **offre de transition** », d'une durée maximale de six mois, auprès de leur fournisseur historique. En moyenne 5 % plus chère que les anciens tarifs dont bénéficiaient les consommateurs concernés, cette offre transitoire a fortement incité les sites en question à souscrire une offre de marché.

Une ordonnance, ratifiée par la loi du 24 février 2017 ⁽³⁾, a ensuite organisé l'affectation automatique, dès le 1^{er} juillet 2016, des clients n'ayant pas

(1) Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité

(2) Loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

(3) 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

souscrit une offre de marché au bout des six mois d'« offre de transition », à des **fournisseurs retenus selon une procédure concurrentielle** organisée par la CRE.

Une minorité de clients, dits passifs, bénéficient encore des conditions contractuelles transitoires mises en place dans ce cadre. Le ministère en charge de l'énergie et la CRE, estiment, en tenant compte des éléments transmis par les fournisseurs, le nombre de clients concernés à **environ 10 000**.

2. Le projet de loi

L'article prévoit les conditions de mise en extinction des deux dispositifs spécifiques créés lors des phases d'extinction précédentes des TRV pour traiter le cas des clients dits « dormants » qui n'auraient pas encore basculé en offre de marché.

De nouvelles conditions contractuelles, définies après avis conforme de la CRE, seront applicables à ces clients un an après la publication de la loi. Ces clients pourront résilier le contrat à tout moment, moyennant un préavis de quinze jours et sans qu'il y ait lieu à indemnité, et ce jusqu'au dernier jour du douzième mois après l'acceptation tacite ou expresse du contrat.

Ces nouvelles conditions contractuelles s'appliqueront également aux clients restés aux TRV de gaz alors même qu'ils ne devraient déjà plus en bénéficier. Il s'agit de clients dont la consommation a évolué depuis 2016 et dépasse désormais 30 MWh par an.

3. La position de la commission

La commission a adopté cet article sans modification.