



N° 4192

ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUATORZIÈME LÉGISLATURE

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le 9 novembre 2016.

RAPPORT

FAIT

AU NOM DE LA COMMISSION DES AFFAIRES ÉCONOMIQUES,
SUR LE PROJET DE LOI, après engagement de la procédure accélérée,
*ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à
l'**autoconsommation d'électricité** et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à
la **production d'électricité** à partir d'**énergies renouvelables** et visant à **adapter**
certaines **dispositions** relatives aux **réseaux d'électricité** et de **gaz**
et aux **énergies renouvelables** (n° 4122)*

PAR MME BÉATRICE SANTAIS,

Députée.

SOMMAIRE

	Pages
INTRODUCTION	5
EXAMEN EN COMMISSION	7
I. DISCUSSION GÉNÉRALE	7
II. EXAMEN DES ARTICLES	23
<i>Article 1^{er}</i> : Ratification de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité.....	23
<i>Article 1^{er}</i> : Ratification de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.....	27
<i>Article 1^{er} bis</i> (article L. 315-1 du code de l'énergie) : Précision sur ce qu'est une production « autoconsommée »	31
<i>Article 1^{er} ter</i> (article L. 315-2 du code de l'énergie) : Remplacement de la notion d' « antenne basse tension » par celle de « départ basse tension »	31
<i>Article 1^{er} quater</i> (article L. 315-4 du code de l'énergie) : Exclusion des systèmes de net-metering.....	32
<i>Article 2</i> (articles L. 314-14, L. 121-24 et L. 314-20 du code de l'énergie) : Interdiction de la valorisation des garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable bénéficiant déjà d'un soutien public.....	33
<i>Article 3</i> (articles L. 341-2 et L. 342-12 du code de l'énergie) : Réfaction tarifaire pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable	44
<i>Article 4</i> (articles L. 432-13, L. 452-1 et chapitre IV du titre V du livre V du code de l'énergie) : Dispositions relatives à la modification de la nature du gaz acheminé dans des réseaux par les gestionnaires de ces réseaux	49
<i>Article 5</i> : Possibilité de recourir à une procédure d'appel d'offres pour développer des capacités de production de biogaz destiné à être injecté dans le réseau de gaz dans l'attente de la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie	54
<i>Après l'article 5</i>	57
TABLEAU COMPARATIF	61
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES	75
ANNEXES : SCHÉMAS EXPLIQUANT LE MÉCANISME DES GARANTIES D'ORIGINE:	77

INTRODUCTION

Le projet de loi n° 4122 a pour objet de ratifier deux ordonnances récentes prises en application de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique et pour la croissance verte. La première, datant du 27 juillet 2016, porte sur l'autoconsommation d'électricité et la seconde, publiée le 3 août 2016, concerne la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

S'il est quasi-systématique que les projets de loi de ratification d'ordonnance soient déposés dans le délai imparti dans la loi d'habilitation, l'ordonnance devenant sans cela caduque, il est plus rare que ces projets de loi soient inscrits à l'ordre du jour et examinés. Dans le cas présent, la ratification du Parlement permettra de sécuriser le dispositif juridique mis en place dans les ordonnances. Ces dernières contribueront à donner un réel élan à la transition énergétique. Elles prennent en compte certaines évolutions majeures du monde de l'énergie, qu'il s'agisse, par exemple, du développement de l'autoconsommation ou des parcs éoliens en mer. Elles visent, plus généralement, à établir dès aujourd'hui des cadres pérennes, stables et vertueux qui permettront le déploiement de nouvelles sources d'énergie ou de nouvelles techniques tout en évitant de potentiels risques et dérives.

Le projet de loi ne se contente pas d'une simple ratification des deux ordonnances. De nombreuses dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz ainsi qu'aux énergies renouvelables y figurent également. Ces dispositions sont utiles, voire nécessaires, à une mise en œuvre efficace de la loi relative à la transition énergétique votée il y a plus d'un an. Si votre rapporteure regrette que ces dispositions n'aient pas fait l'objet de discussions lors des débats sur la loi précitée, elle est bien consciente de l'impossibilité de tout anticiper au mieux et de la nécessité de compléter certaines dispositions *a posteriori*. Certains manques pointés dans le rapport d'information sur l'application de la loi relative à la transition énergétique et pour la croissance verte ⁽¹⁾ sont ainsi satisfaits dans le présent projet de loi. Si votre rapporteure souhaite y apporter quelques modifications, elle appelle à un vote relativement rapide du projet de loi dans les deux assemblées afin que les mesures prévues puissent entrer en vigueur au cours du premier semestre 2017.

(1) Rapport d'information n° 4157 relatif à l'application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, novembre 2016, par M. Jean-Paul Chanteguet, M. Julien Aubert, Mme Sabine Buis, et Mme Marie-Noëlle Battistel, fait au nom de la commission des affaires économiques et de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire.

EXAMEN EN COMMISSION

I. DISCUSSION GÉNÉRALE

Au cours de sa séance du mercredi 9 novembre 2016, la commission a procédé à l'examen du projet de loi ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables (n° 4122) sur le rapport de Mme Béatrice Santais.

Mme la présidente Frédérique Massat. Nous examinons aujourd'hui un projet de loi ratifiant deux ordonnances d'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dont plusieurs dispositions devaient être mises en place par voie d'ordonnances. Ce projet de loi devrait être examiné en séance publique avant la fin de l'année ou début janvier 2017, afin d'entrer en application au plus tôt.

Je remercie notre rapporteure, Mme Béatrice Santais, pour son travail et les auditions qu'elle a menées.

Mme Béatrice Santais, rapporteure. Le projet de loi a pour principal objet de ratifier deux ordonnances récentes, l'une datant du 27 juillet 2016 et portant sur l'autoconsommation électrique, l'autre, publiée le 3 août 2016, concernant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Le fait que le Gouvernement demande cette ratification au Parlement n'est pas sans importance : il n'y est pas obligé mais, s'il ne le fait pas, les ordonnances demeurent alors des actes de l'autorité réglementaire. En l'occurrence, la ratification a pour principal intérêt de sécuriser le dispositif mis en place par les ordonnances.

En plus de la ratification des deux ordonnances, ce projet de loi comporte des dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz ainsi qu'aux énergies renouvelables. Ces dispositions sont nécessaires à une mise en œuvre efficace de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte votée il y a plus d'un an. Je me félicite de ce que certains manques pointés dans le rapport d'information sur l'application de ladite loi, dont nous avons discuté il y a deux semaines en commission, figurent ainsi dans le présent projet de loi.

L'article 1^{er} ratifie les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 et n° 2016-1059 du 3 août 2016.

L'autoconsommation, objet de la première ordonnance, est pratiquée depuis de nombreuses années, notamment dans l'industrie : c'est le cas de la métallurgie dans les sites alpins, souvent approvisionnés en hydroélectricité, ou encore de l'industrie papetière, alimentée par des systèmes de cogénération. Néanmoins, en comparaison de ce qu'il en est chez nos proches voisins européens, la part de l'autoconsommation en France reste faible, même s'il est probable que l'autoconsommation, individuelle ou collective, connaisse dans les prochaines années un développement important, compte tenu notamment des évolutions technologiques mais surtout des fortes attentes sociétales en la matière.

L'ordonnance que ratifie ce projet de loi est donc d'autant plus utile. Elle fixe un cadre pour l'autoconsommation : elle définit l'opération d'autoconsommation comme le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation ; elle rend possible les opérations d'autoconsommation collective, qui ne faisaient jusqu'alors l'objet d'aucune définition juridique ; elle prévoit un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité spécifique pour les installations de moins de 100 kilowatts, le micro-TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) ; elle permet aux installations d'une puissance installée maximale fixée par décret de déroger à l'obligation de conclure un contrat de vente avec un tiers pour le surplus d'électricité non consommée.

Cette ordonnance a permis le lancement de l'appel d'offres « autoconsommation » en août 2016. Si certaines dispositions techniques ne font pas consensus, tous les acteurs du monde de l'énergie sont néanmoins convaincus que l'autoconsommation, qu'elle soit individuelle ou collective, connaîtra dans les prochaines années un développement important, qu'il s'agit aujourd'hui d'anticiper au mieux.

Je proposerai trois amendements dont l'objet est de clarifier certaines notions, afin d'assurer plus de visibilité aux acteurs de terrain. Le premier vise à réintroduire la notion de site pour l'autoconsommation individuelle. Le deuxième amendement a pour objet de préciser que l'électricité autoconsommée est celle qui est consommée immédiatement ou stockée, de manière à éviter le *net metering*, système qui consiste à compenser des kilowattheures injectés par des kilowattheures soutirés à des moments qui peuvent être différents. Ce système n'incite pas à la mise en place de démarches vertueuses, ni en termes de synchronisation de la consommation du site avec la production, ni en termes d'injection sur le réseau, dans la mesure où il permet de compenser des kilowattheures soutirés en plein hiver, aux périodes de pointe, par des kilowattheures produits l'été lorsque le soleil brille largement, qui n'ont donc pas la même valeur. Le troisième amendement remplace la notion d'antenne basse tension par celle de départ basse tension, et ce pour des raisons de sécurité juridique.

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est l'objet de la seconde ordonnance, qui comporte de nombreuses dispositions, dont deux

particulièrement importantes. L'une ouvre la possibilité de recourir à d'autres procédures de mise en concurrence que l'appel d'offres, procédure parfois trop lourde, qui pourra être remplacée notamment par la procédure de dialogue concurrentiel, inspirée du dialogue compétitif utilisé en matière de commande publique. Il s'agit d'une procédure plus souple que l'appel d'offres et donc mieux adaptée au développement de certaines filières.

L'autre disposition qui me semble importante crée une priorité d'appel pour les installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées.

Je vous propose de ratifier cette ordonnance sans y apporter de modification.

L'article 2 interdit la valorisation des garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable bénéficiant déjà d'un soutien public.

Certains fournisseurs d'électricité proposent à leurs clients de souscrire une offre garantissant une électricité « verte ». Pour justifier auprès des consommateurs que l'électricité qu'ils consomment est « verte », ils doivent garantir une équivalence entre la quantité d'électricité consommée par leurs clients et une quantité d'électricité produite à l'aide d'énergies renouvelables. Cette équivalence est attestée par des garanties d'origine, une garantie correspondant à 1 mégawattheure de production électrique. Un producteur d'électricité verte peut revendre cette énergie ainsi que la garantie d'origine associée à un client ayant souscrit une offre 100 % électricité verte. Il peut aussi revendre la seule garantie d'origine à un autre fournisseur, qui pourra justifier à son tour de cet achat d'énergie verte auprès de ses propres clients.

Le projet de loi vise à empêcher que la production d'électricité renouvelable bénéficie à la fois d'un soutien sous la forme d'obligation d'achat et de la valorisation des garanties d'origine attachées à la production de cette électricité, sachant que les producteurs bénéficiant du complément de rémunération doivent d'ores et déjà renoncer à la valorisation des garanties d'origine.

J'aurai à répondre tout à l'heure à un amendement de suppression de cet article, mais je tiens à souligner d'ores et déjà que cette disposition du projet de loi ne remet nullement en cause les situations acquises, puisqu'aujourd'hui, seule EDF, acheteur obligé, est autorisée à valoriser les obligations d'origine en se subrogeant aux producteurs.

Les mesures envisagées par le projet de loi sont uniquement de nature à clarifier les choses et à prévenir un risque de confusion chez les clients. Sont ainsi distinguées, d'une part, les productions d'énergies renouvelables bénéficiant d'un mécanisme de soutien – que ce soit l'obligation d'achat ou le complément de rémunération – et financées par l'ensemble des consommateurs d'énergie acquittant les contributions alimentant le compte d'affectation spéciale

« Transition énergétique » et, d'autre part, les productions d'énergies renouvelables ne bénéficiant pas d'un mécanisme de soutien et financées par les consommateurs d'électricité verte ayant acquis des garanties d'origine.

Je vous propose d'adopter sans amendement cet article du projet de loi.

L'article 3 permet au tarif de distribution de couvrir une partie des coûts de raccordement aux réseaux de distribution des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Cette prise en charge partielle par le TURPE, appelée « réfaction tarifaire », est pour l'instant uniquement réservée aux consommateurs d'électricité. La prise en charge du coût du raccordement est plafonnée à 50 % de son coût total pour le raccordement des productions. Le taux applicable sera défini par arrêté.

Le projet de loi, en permettant une réduction des coûts mis à la charge des producteurs, va donc dans le bon sens, le coût du raccordement pouvant être un réel obstacle à l'implantation d'installations d'énergies renouvelables, notamment en milieu rural, où le raccordement est souvent plus cher qu'en milieu urbain.

Malgré l'élargissement de la réfaction tarifaire, il subsistera cependant un reste-à-charge relativement important pour le producteur, reste-à-charge indispensable à la prise en compte des contraintes du réseau. En effet, ce signal-coût devrait favoriser une localisation pertinente des installations produisant des énergies renouvelables.

Je tiens également à signaler que l'effet de cette mesure sur le tarif d'utilisation du réseau de distribution ou sur la facture du consommateur sera négligeable.

L'article 4 permet d'enclencher la procédure de modification de la nature du gaz acheminé dans des réseaux par les gestionnaires de ces réseaux.

Il existe, en effet, deux types de gaz en France : le gaz B à bas pouvoir calorifique et le gaz H à plus haut pouvoir calorifique. Le gaz B, majoritairement en provenance des Pays-Bas, est distribué dans le nord de la France où il alimente environ 1,3 million de foyers et une centaine de clients industriels raccordés aux réseaux de GRDF. Les contrats d'approvisionnement en gaz B prévoient une décroissance progressive des livraisons en France jusqu'à leur terme, en 2029. Les réseaux alimentés actuellement avec ce gaz à bas pouvoir calorifique doivent donc être convertis pour fonctionner avec du gaz à haut pouvoir calorifique.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu cette conversion, mais le Gouvernement a considéré que cette loi ne comportait pas de base légale pour que les gestionnaires de réseaux puissent intervenir sur les installations des particuliers. Or, pour éviter tout risque d'intoxication, ces appareils nécessitent un réglage différent suivant le type de gaz. Le présent projet de loi permet donc aux gestionnaires de réseaux de distribution de tout gaz combustible de sélectionner et de missionner des entreprises afin de réaliser des

opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des consommateurs concernés.

J'ai déposé quelques amendements pour préciser le champ des contrôles et des équipements mentionnés par l'article du projet de loi, lequel doit être approuvé pour achever la conversion d'ici à 2029, voire avant. Je soutiendrai également des amendements sur les carburants alternatifs, ainsi qu'un amendement sur le raccordement des éoliennes *offshore*. Je m'interroge aussi sur la possibilité d'attribuer des aides financières aux consommateurs les plus précaires raccordés au réseau dans le nord de la France, qui se trouveraient contraints, du fait du changement de gaz, d'engager des dépenses lourdes. Je réfléchis à déposer un amendement en ce sens lors de la séance publique.

L'article 5 propose que, dans l'attente de la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les objectifs définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie concernant l'injection de biométhane valent programmation pluriannuelle de l'énergie. Cet article est caduc depuis la publication de la PPE le 28 octobre dernier. J'en propose donc la suppression.

Ce projet de loi doit pleinement contribuer à la réussite de la transition énergétique en permettant le développement et la promotion de solutions innovantes, respectueuses de l'environnement et porteuses d'efficacité énergétique. Il importe pour cela que le soutien public soit bien orienté, bien ajusté, et suffisamment incitatif pour permettre à chacun de s'impliquer dans l'évolution que notre pays souhaite porter. Moyennant quelques modifications, je vous propose donc aujourd'hui d'adopter ce texte.

Mme Marie-Noëlle Battistel. Je salue le travail accompli par notre rapporteure sur un projet de loi technique et difficile à appréhender, mais néanmoins essentiel au regard des enjeux de la transition énergétique.

La ratification de la première ordonnance a pour objectif de faciliter le développement de l'autoconsommation d'électricité. Elle définit clairement les opérations d'autoconsommation – en particulier collectives –, les conditions d'assujettissement des installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et le recours à des expérimentations. La ratification de cette ordonnance est donc un signal fort en faveur de l'autoconsommation électrique à partir d'énergies renouvelables. Il était d'autant plus indispensable de préciser le cadre dans lequel doit se développer l'autoconsommation qu'elle est vouée à s'accroître considérablement dans les années à venir.

La ratification de la seconde ordonnance permettra une meilleure intégration des énergies renouvelables au marché électrique.

Ce projet de loi permet également de traiter d'autres sujets que la rapporteure a détaillés.

Je m'interroge sur l'article 2, qui vise à empêcher le cumul de la valorisation des garanties d'origine avec tout dispositif de soutien, que ce soit sous forme d'obligation d'achat ou de complément de rémunération. Si cela vise, d'une part, à permettre d'éviter aux consommateurs de payer plusieurs fois l'origine renouvelable de l'électricité et, d'autre part, à encourager de nouvelles capacités renouvelables qui se développeraient uniquement sur le marché, dans le même temps, cela risque également d'entraver la traçabilité de l'énergie verte. Ne pourrait-on pas, dans ces conditions, envisager une forme de valorisation non financière ?

On comprend que la valorisation financière des garanties d'origine ne puisse se cumuler avec un dispositif de soutien, dans la mesure où cela entraînerait un double paiement et une augmentation injustifiée du prix acquitté par le consommateur. Néanmoins, les consommateurs tiennent à être rassurés sur l'origine de l'énergie qu'ils achètent, ce que permettent les garanties d'origine. Il est donc important que nous réfléchissions à une meilleure traçabilité, qui n'entraîne pas forcément une valorisation financière.

L'article 3 permet l'élargissement aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable du bénéfice de la réfaction tarifaire pour le raccordement au réseau électrique, jusque-là réservée aux seuls consommateurs.

L'article 4 précise les missions assurées par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz naturel dans le cadre de la conversion prochaine du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique, essentiellement déployé dans le nord de la France, en réseau de gaz à haut pouvoir calorifique, comme sur le reste du territoire français. Il semble important de traiter cette question dès aujourd'hui, étant donnée l'ampleur de ce projet de conversion.

La ratification des deux ordonnances, comme l'adoption des dispositions législatives que contient ce projet de loi sont donc nécessaires pour que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui a tant animé le travail de notre commission, puisse continuer à être appliquée dans les meilleures conditions et surtout dans les meilleurs délais, afin d'atteindre les objectifs ambitieux que nous lui avons assignés.

M. Daniel Fasquelle. On ne peut que se féliciter que le Parlement soit saisi de la ratification de ces deux ordonnances, alors que le Gouvernement n'y était pas obligé : cela devrait servir d'exemple à M. Bernard Cazeneuve qui, lui, n'a pas jugé bon de faire de même avec le fichier « Titres électroniques sécurisés » (TES), ce qui ne s'est pas avéré très heureux.

On nous demande de nous prononcer ici sur une ordonnance concernant l'autoconsommation mais, malheureusement, c'est plutôt l'autorestriction ou l'autoréduction qui sont à l'ordre du jour pour les Français. En effet, nos concitoyens ont appris il y a quelques jours que treize réacteurs nucléaires en décembre et neuf en moyenne sur l'hiver seraient hors-circuit, ce qui, en cas de

vague de froid, va les obliger à réduire leur consommation d'électricité et leur niveau de chauffage. Il est donc important de replacer ces ordonnances dans la perspective plus vaste de la transition énergétique et de s'interroger sur la pertinence de son pilotage, car un abandon trop rapide du nucléaire risque de nous exposer à des difficultés considérables.

Il faut évidemment encourager l'autoconsommation mais, avant qu'elles prennent le relais, les énergies renouvelables doivent pouvoir se substituer aux énergies classiques : pardonnez cette évidence, mais pour produire de l'énergie solaire, il faut du soleil, et pour produire de l'énergie éolienne, il faut du vent. Or cela prendra un certain temps, et ce qui s'annonce dans les semaines à venir doit être considéré comme une alerte. C'est la raison pour laquelle le groupe Les Républicains continue de dénoncer la volonté du Gouvernement de fermer de façon précipitée le parc nucléaire, en particulier la centrale de Fessenheim.

Nous allons au-devant de graves difficultés, non seulement cet hiver mais également dans les années qui viennent. Sans doute est-ce pour cela que le Gouvernement a renoncé à taxer les centrales à charbon qui risquent de nous être très utiles : autant dire que nous sommes en train de tomber dans le même piège que l'Allemagne.

Bref, la transition énergétique nécessite un pilotage intelligent et, de ce point de vue, les décisions prises par le Gouvernement sont extrêmement préoccupantes, voire dangereuses.

Pour ce qui concerne le projet de loi lui-même, il s'agit d'un texte très technique, que nous approuvons dans son ensemble. Le député du Pas-de-Calais apprécie notamment l'article 4, qui tient compte de la spécificité de l'approvisionnement en gaz dans la région des Hauts-de-France.

Nous n'avons pas de critique particulière à émettre, sauf peut-être au sujet de l'article 2, qui interdit, sans qu'on comprenne vraiment pourquoi, la valorisation des garanties d'origine. Une telle disposition ne va-t-elle pas à l'encontre de la volonté affichée par ailleurs, notamment dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de soutenir les énergies renouvelables, puisque ces mécanismes de garanties d'origine permettent de tracer l'énergie renouvelable et de mettre le consommateur en relation avec la source de production dont il souhaite pouvoir bénéficier ? En effet, dans le cadre de l'offre d'électricité verte, le fournisseur d'électricité a l'obligation de prouver l'origine renouvelable de l'énergie vendue. Nous craignons donc que l'article 2 marque un retour en arrière dans le développement des énergies renouvelables. Pouvez-vous nous rassurer sur ce point ? Dans le cas contraire, nous déposerons un amendement de suppression en séance.

Mme la présidente Frédérique Massat. Monsieur Daniel Fasquelle, nous allons auditionner, le 22 novembre, la ministre de l'écologie et, si cela est

nécessaire, nous auditionnerons prochainement un représentant de Réseau de transport d'électricité (RTE).

Nous ne sommes pas là pour affoler les Français à propos de leur consommation d'électricité cet hiver. Nos opérateurs sont capables d'anticiper et de s'organiser en conséquence. Pour autant, la commission prend la situation très au sérieux. Nous restons vigilants et ne manquerons pas d'évoquer la question avec nos invités.

M. André Chassaing. Ces ordonnances s'inscrivent au cœur de la transition énergétique, puisqu'en régulant l'autoconsommation des petits producteurs d'énergie renouvelable, elles concernent à la fois la complémentarité du bouquet énergétique et l'utilité sociale de la production.

Le développement de l'autoconsommation est une priorité de la transition énergétique. L'article 119 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a, en effet, habilité le Gouvernement à légiférer par ordonnance pour « mettre en place les mesures nécessaires à un développement maîtrisé et sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de leur production électrique ». Il s'agissait de simplifier les démarches nécessaires aux installations en autoconsommation et d'accélérer ainsi le développement de ce mode de consommation.

Or, on constate aujourd'hui une forme de blocage du système pour les usagers, que je qualifierais d'usagers citoyens, qui ont fait le choix éthique, pour préserver l'environnement, de produire de l'énergie électrique pour leur usage domestique, sans vendre leur production à ERDF – aujourd'hui Enedis. Ils ont signé une convention d'autoconsommation, aux termes de laquelle le surplus d'énergie non consommée est injecté gratuitement dans le réseau de distribution géré par Enedis.

Plusieurs types de contrats existent entre Enedis et les producteurs d'énergie électrique : soit ces derniers vendent la totalité de leur production, soit ils ne vendent que la part qu'ils n'ont pas autoconsommée, soit encore ils injectent gratuitement ce surplus dans le réseau. Or, Enedis a fait savoir qu'elle ne souhaitait plus l'injection gratuite de surplus d'énergie sur son réseau, au motif que cela risquait de générer des pics d'injection. Ce faisant, elle contraignait les producteurs ayant opté pour ce choix-là à s'équiper en dispositifs de stockage pour un coût conséquent, la production maximale d'énergie photovoltaïque s'effectuant en période estivale durant laquelle les consommations sont moindres. Cette décision présentait le risque de démotiver sérieusement les foyers désireux d'investir dans les énergies renouvelables et posait un grave problème pour ceux qui avaient déjà fait cet investissement, les uns et les autres, je le répète, agissant essentiellement par souci du respect de l'environnement, sachant par ailleurs que cette gestion vertueuse devrait encore être améliorée par les nouveaux compteurs Linky.

Afin de remédier à cette situation, l'ordonnance a prévu une dérogation à l'obligation d'être rattaché à un périmètre d'équilibre pour les installations de petite taille en autoconsommation avec injection du surplus. Cette disposition répond à l'attente des propriétaires de ces installations, qui pourront désormais injecter, sans dispositif de comptage, leur surplus dans le réseau. Elle s'inscrit ainsi dans la dynamique de la transition énergétique en favorisant un outil de lutte, même modeste, contre le réchauffement climatique.

J'insiste néanmoins sur le fait qu'il faut conserver une maîtrise publique sur l'ensemble du processus, ce qui exige, outre la mise en place de conventions juridiquement bien encadrées, qu'Enedis revoie les dispositions concernant le raccordement et l'injection des autoproducteurs. C'est précisément l'un des objets de cette ordonnance.

Mme Jeanine Dubié. Je remercie notre rapporteure Béatrice Santais pour son exposé clair et pédagogique sur un sujet qui peut paraître obscur aux non-initiés.

Une ordonnance, c'est un peu comme la transposition d'une directive dite « d'harmonisation maximale » : cela laisse peu de marge de manœuvre aux parlementaires. J'ai bien entendu le souhait de notre rapporteure d'examiner un nombre minimum d'amendements.

Cette ordonnance très technique va dans le bon sens. Elle permettra d'améliorer la situation actuelle de l'autoconsommation, dont il faut maîtriser le développement. Il faut mettre en place les mesures nécessaires à l'essor sécurisé des installations destinées à consommer tout ou partie de la production électrique, en définissant notamment le régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et le recours à des expérimentations. Il faut donc aussi mettre en cohérence des articles du code de l'énergie relatifs à la procédure d'appel d'offres et la redéfinition des critères applicables à ces appels d'offres, ce qui ne va pas sans soulever des débats.

S'agissant spécifiquement du contrat de complément de rémunération, mentionné à l'article 2 du projet de loi, il confirme l'article 4 du décret du 27 mai 2016 et va dans le sens d'une remise en cause du dispositif des garanties d'origine en imposant au producteur qui demande un contrat de complément de rémunération de renoncer au préalable au droit d'obtenir la délivrance des garanties d'origine pour l'électricité produite par l'installation pendant la durée du contrat.

En décembre 2015, dans son avis émis sur le projet de décret précité, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'était opposée à cette disposition au motif précité qu'elle soulève deux difficultés majeures. La première est liée au respect du droit issu de l'Union européenne, qui permettrait, selon certains juristes, de ne pas renoncer nécessairement aux garanties d'origine – il s'agit

principalement ici des garanties d'origine concernant l'énergie produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération. La seconde difficulté est d'ordre économique, car cela pourrait restreindre les possibilités de valorisation de ce type d'énergie.

De son côté, le Conseil d'État, dans son avis du 6 octobre 2016 sur le présent projet de loi, approuve la mesure, car elle met fin à un double soutien. Toutefois, il estime aussi que l'étude d'impact du projet de loi doit être entièrement revue sur ce point, afin notamment de faire apparaître l'ensemble des données nécessaires à l'appréciation de la portée, et surtout, de la pertinence économique de la mesure proposée.

Madame la rapporteure, pouvez-vous nous donner des éléments d'information sur ces débats de juristes spécialistes ?

M. Paul Molac. Nous connaissons tous l'importance des tarifs de rachat, de même que l'importance de l'autoconsommation et de la possibilité de remettre sur le réseau un surplus d'électricité. Des rapports parfois conflictuels avec l'opérateur historique, quand bien même il est désormais divisé en deux structures, ne rendent pas toujours l'opération facile.

J'avoue ne pas comprendre les visées de l'article 2. Les garanties d'origine ne coûtent rien, *a priori*, puisqu'il s'agit seulement d'un label. Je ne vois pas pourquoi supprimer ce label sous prétexte que certaines filières, telle que la méthanisation, bénéficient de tarifs de rachat qui leur permettent tout simplement d'exister. La mise en place de la filière française de méthanisation ne serait pas possible autrement.

Aussi suis-je surpris d'entendre que l'on empêche de mettre en avant ces énergies renouvelables, qui, je l'espère, un jour, constitueront 100 % de l'énergie consommée. Dans la mesure où cela ne coûte rien, pourquoi l'interdire ? Si la puissance publique donne de l'argent, c'est bien pour marquer que l'on a besoin de ces filières. Et l'on n'aurait pas droit d'en faire ensuite la publicité ? Je trouve cela relativement incohérent, à moins que je n'aie pas bien compris.

M. Philippe Armand Martin. Autoriser l'autoconsommation en corrélation avec l'autoproduction va incontestablement stimuler la production, d'autant que les producteurs peuvent se grouper.

Mais quand on voit le lent début de la croissance verte, l'on se demande quelles études d'impact de ces mesures ont été menées. Les investissements restent très lourds. Quelle est la montée en puissance estimée de la production et pour quelle échéance ? La production d'électricité par les particuliers est aussi très liée aux aléas climatiques, puisqu'il s'agit surtout de production éolienne et photovoltaïque. Quelle assurance les producteurs ont-ils qu'ils pourront effectivement assumer leur propre consommation ? Et que se passerait-il si l'un se retire d'un groupement ? Cela diminuerait la production, mais aussi les avantages des autres membres et du gestionnaire qui rachète le surplus. L'attraction pour

l'autoconsommation ne relève-t-elle pas plus d'un intérêt financier que de la volonté de participer à un meilleur environnement ?

Mme Michèle Bonneton. Merci, Madame la rapporteure, pour votre travail.

La première ordonnance vise à obliger les gestionnaires de réseaux à faciliter les opérations d'autoconsommation. Son contenu constitue un vrai progrès dans cette voie de l'autoconsommation, dont nous approuvons tout à fait le développement. Ainsi, la CRE devra définir une tarification d'usage du réseau qui soit adaptée aux installations en autoconsommation, ainsi que des dérogations pour les installations de petite taille avec injection dans le réseau. La seconde ordonnance est relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Elle instaure des mesures permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables, à la fois sur le marché et sur le réseau.

Cependant, l'article 2 de ce projet de loi ne va pas sans poser problème. Alors même que nous avons voté avec enthousiasme la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dont l'un des objets est de mettre en place davantage d'énergies renouvelables, c'est la garantie d'origine de ces énergies renouvelables qui serait ici supprimée. Cette garantie d'origine n'a d'autre fonction que celle de tracer l'origine de l'électricité auprès du consommateur. Elle n'est pas un mécanisme de soutien à la production. Gardons-nous des confusions. L'argument de double soutien aux énergies vertes n'est pas exact.

En interdisant de faire état d'une garantie d'origine, le dispositif proposé à l'article 2 va tout simplement empêcher les fournisseurs de garantir que l'énergie mise dans le réseau est bien d'origine renouvelable. Ainsi, les consommateurs seront moins bien informés. C'est un peu comme si l'on supprimait à une production une appellation d'origine contrôlée (AOP) ou une indication géographique protégée (IGP), qui sont des garanties d'origine que nous défendons tous ici.

Cette mesure est peu compréhensible, d'autant plus que les garanties d'origine ne coûtent rien aux finances publiques et qu'elles sont reconnues dans notre législation.

M. Philippe Le Ray. Le Gouvernement souhaite sécuriser juridiquement ces ordonnances. Je partage les grands principes de ces propositions, mais il faut pouvoir passer du conceptuel à la réalité.

Au-delà des moyens financiers et des moyens techniques, il manque, pour moi, un sujet important dans ces propositions. Ne pourrait-on pas profiter de ces textes pour modifier quelques règles d'urbanisme ?

Je voudrais, à cet égard, m'appuyer sur quatre exemples dans ma région. Le premier concerne une hydrolienne que l'on est en train de mettre en place dans une ria pour bénéficier des courants de la marée. Le projet a été lancé en 2013,

mais nous mettrons encore quelques années avant d’y parvenir. Le deuxième exemple est la structure de méthanisation que le Président de la République vient d’inaugurer dans la circonscription de M. Jean-Pierre Le Roch. Le projet aura mis six ans à aboutir, malgré toutes les bonnes volontés des uns et des autres. Troisième exemple, un futur producteur d’énergie sur une commune du littoral au sud du Morbihan m’a informé hier des contraintes juridiques qui pèsent sur lui : outre la bien connue loi littoral, entre le schéma de cohérence territoriale (SCoT) « grenellisé » qui l’empêche d’obtenir l’autorisation et les règles du plan local d’urbanisme (PLU) qu’il faut modifier, le voilà parti pour plusieurs années.

Enfin, quatrième exemple, en tant que président d’une communauté de communes, la création en 2014 d’une unité de valorisation énergétique (UVE) m’a valu de vivre un grand moment. De fait, les règles contenues dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte nous ont imposé de trier la matière première, ce qui n’était pas prévu initialement. Je ne suis pas contre, bien au contraire, mais l’introduction de cette obligation nouvelle a fait baisser de manière significative la quantité de matière première utilisable, remettant totalement en cause l’équilibre financier du projet, d’un coût tout de même de 16 millions d’euros.

Entre l’envie des uns et des autres et le passage à la réalité, il faut donc s’armer de plus que de la patience.

M. Éric Straumann. Je veux souligner combien, dans les régions frontalières, au carrefour de la Suisse, de la France et de l’Allemagne, le risque de *blackout* inquiète. Un groupe d’études va se constituer. Ce n’est pas simplement un fantasme, ce risque est aujourd’hui tout à fait avéré.

Mme la présidente Frédérique Massat. Mes chers collègues, nous aurons prochainement des auditions à ce sujet. Nous examinons aujourd’hui un projet de loi auquel j’aimerais que nous nous efforcions de nous tenir.

M. Laurent Furst. Je regrette d’abord que l’on mélange, dans un texte, la production d’énergie renouvelable et l’autoproduction ou autoconsommation. Ce sont en réalité deux aspects un peu différents.

Tout ce qui va dans le sens de l’autoconsommation électrique me semble être extrêmement positif. Un potentiel immense existe dans notre pays que ce soit dans l’habitat individuel, sur les toits des supermarchés ou bien dans les bâtiments logistiques ou industriels. Nous sommes à un moment de démarrage de l’autoconsommation. Si les technologies de production existent, celles de régulation et de stockage au niveau local sont en train de se développer. Le *power wall* de Tesla, par exemple, est une technologie qui va permettre un développement considérable du stockage.

L’une des limites à ce mouvement est l’injection de surplus sur le réseau, mais deux autres problématiques sont oubliées : celle de l’achat pour

l'autoconsommateur modeste et le fait que, pour les réseaux, l'autoconsommation crée une charge non rémunérée. Les gestionnaires de réseaux doivent, en effet, pouvoir soit racheter de l'électricité aux autoconsommateurs, soit leur en fournir, à des moments qui ne sont pas « naturels », c'est-à-dire des moments de pointe d'injection ou de pointe de soutirage sur les réseaux. Les réseaux sont d'ailleurs dimensionnés en fonction de ces contraintes d'injection et de soutirage. À cet égard, d'autres textes seront sans doute à examiner au fur et à mesure du développement de l'autoconsommation électrique.

Enfin, je crains que nous ne soyons restés flous sur un élément : quand on achète de l'électricité dite verte, il s'agit, en réalité, d'électricité compensée par une production d'électricité verte. Nous ne sommes pas tout-à-fait clairs sur ce point.

Mme Sophie Errante. Un grand merci, Madame la rapporteure, pour le dossier très pédagogique que vous nous avez remis.

Pour rejoindre les interrogations relatives à la garantie d'origine, j'aurais souhaité que l'affichage environnemental puisse être une solution de traçabilité sur l'origine de l'énergie. Cette ambition pour valoriser l'éco-conception, après avoir été portée par la France, l'est désormais au niveau européen. J'avais d'ailleurs remis à ce sujet un rapport. Je ne manquerai pas, le 22 novembre, de poser à la ministre de l'écologie une question à ce sujet. À mon sens, il est très important de permettre au consommateur de choisir l'énergie qu'il consomme ou tout au moins d'en connaître le mode de production.

M. Jean-Claude Mathis. L'autoconsommation liée à l'autoproduction favorise, à n'en pas douter, le recours à des énergies variées, ainsi que le prévoyait la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dont résultent les ordonnances proposées à la ratification.

Les producteurs particuliers devraient constater des économies à terme, quoique les coûts d'investissement soient encore très élevés. Les fournisseurs, historiques comme EDF ou nouveaux entrants, seront forcément impactés si l'autoconsommation se développe de manière importante, puisque la demande d'électricité sera moindre. Dès lors, les consommateurs qui n'autoproduisent pas ni n'autoconsomment risquent-ils de connaître des problèmes d'approvisionnement ? Que se passera-t-il si la production est insuffisante dans une région entière ?

Par ailleurs, la mise en place de petits sites de production doit répondre à des normes extrêmement strictes concernant la sécurité des personnes et des biens. En effet, les matériaux utilisés, leur qualité et leur adéquation aux normes, le stockage ainsi que la compatibilité avec le voisinage doivent être vérifiés. Les gestionnaires de réseaux auront-ils vraiment les moyens d'assurer parfaitement cette vérification ? Une assurance spécifique est-elle prévue en cas de problème ?

M. Jean-Luc Laurent. L'autoconsommation est une bonne idée, mais les gestionnaires publics ne sont pas des McDonald's où l'on « vient comme on est ». Il faut de la régulation et des règles. L'autoconsommation est sympathique, mais elle a des coûts pour les gestionnaires publics et nous devons y être attentifs.

Je remercie la présidente pour les auditions qu'elle a annoncées, particulièrement nécessaires pour faire le point sur la question énergétique, au regard des inquiétudes et des doutes qui s'expriment.

En première lecture du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, notre collègue Marie-Noëlle Battistel avait proposé et obtenu la remise d'un rapport du Gouvernement pour faire le point. Mais cette disposition a disparu au cours de la navette. Nous avons pourtant besoin de plus de lumière sur les garanties d'origine et sur les conditions d'assujettissement pour leur utilisation. Les amendements nous permettront sans doute d'éclairer le débat, mais il faut être particulièrement rigoureux là-dessus.

M. Lionel Tardy. L'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité est porteuse d'une bonne nouvelle, puisqu'elle ouvre la voie aux micro-réseaux énergétiques décentralisés pilotés par des *blockchains* – systèmes dans lesquels le producteur d'électricité vend ses surplus à ceux qui en ont besoin, sans intermédiaire et sans tiers de confiance. Une première expérience a d'ailleurs été lancée à Lyon. Voilà un bon exemple de la méthode à suivre : permettre des expérimentations sans réguler la technologie.

En revanche, sur l'article 2 du projet de loi, je m'interroge. Il vise à interdire la valorisation des garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable qui bénéficie du dispositif de soutien de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Dans sa délibération du 2 juin 2016, la CRE expliquait pourtant qu'« en interdisant toute valorisation des garanties d'origine, ces dispositions empêchent toute contribution de celles-ci à la réduction des charges de service public de l'énergie ». Pourquoi donc cet article 2 ? Je rappelle qu'avec ce mécanisme de garantie, le fournisseur d'électricité a l'obligation de prouver la provenance renouvelable de l'énergie vendue dans le cadre d'une offre d'électricité verte.

Mme la rapporteure. Je suis heureuse de constater que l'autoconsommation rassemble. C'est une bonne chose car il s'agit d'un sujet d'avenir.

Sur la fermeture de certaines centrales en ce moment, je ne ferai pas d'autre commentaire que de renvoyer à l'annonce faite par Mme la présidente concernant l'audition de la ministre.

Il est bon qu'une dynamique d'autoconsommation électrique s'installe soit entre particuliers, soit en y associant des acteurs du monde économique. Équiper des toits de supermarché de panneaux photovoltaïques est, par exemple, une bonne forme d'autoconsommation, car les besoins des établissements à vocation

économique s'expriment pendant la journée, alors que, pour les foyers, il en va différemment.

S'agissant de la montée en puissance de l'autoconsommation, je n'ai pas d'objectifs chiffrés à vous annoncer, mais une augmentation est d'ores et déjà constatée : entre 2011 et 2014, l'autoproduction d'électricité est passée de 3,4 % à 4,2 % de la consommation totale d'électricité. C'est sûrement un bon signe. Les demandes de raccordement sont, elles aussi, en hausse sérieuse. Entre 2014 et 2016, les chiffres n'ont fait qu'augmenter.

Mais l'autoconsommation n'est pas sans poser des difficultés sur l'équilibre du réseau, c'est évident. Il était d'autant plus important de prendre des dispositions législatives et réglementaires. Ces ordonnances posent les bases de ce que doit être véritablement l'autoconsommation. Je ne saurai toutefois, Monsieur Philippe Armand Martin, vous apporter de précision au sujet des conséquences d'un retrait de groupe d'autoconsommateurs.

Monsieur Laurent Furst, vous avez posé la question du réseau qui doit assurer le service quoi qu'il advienne, qui doit permettre d'accueillir l'électricité produite à des moments où l'on n'en a pas forcément besoin, mais qui doit opérer les soutirages nécessaires au moment des pics. En matière tarifaire, du moins, un micro-TURPE est instauré. À l'avenir, la révision du TURPE prendra aussi en compte une autoconsommation qui pourrait devenir importante.

Monsieur Jean-Luc Laurent, mon rapport sur ce projet de loi explicitera beaucoup de choses sur les questions que vous avez posées.

S'agissant de l'urbanisme, Monsieur Philippe Le Ray, l'article 145 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a institué un système de permis unique. Il va se mettre en place petit à petit, apportant une simplification des procédures.

Les garanties d'origine constituent la grande préoccupation, que je partage, de ce projet de loi. Nous avons travaillé sur le sujet, Mme Marie-Noëlle Battistel et moi-même, et reçu en audition des organismes, en particulier des fournisseurs alternatifs.

Il faut distinguer entre la valorisation des garanties d'origine et la traçabilité de l'électricité verte. La traçabilité est souhaitée non seulement par les producteurs et par les fournisseurs, mais aussi par les consommateurs.

Comme rapporteure, je souhaite que nous adoptions tel quel l'article 2 du projet de loi, qui ne changera pas grand-chose à la situation que nous connaissons aujourd'hui. Il n'y aura pas de changement par rapport au complément de rémunération. Il est déjà interdit de le cumuler avec la valorisation des garanties d'origine. Le projet de loi se contente donc d'interdire le cumul avec un dispositif de soutien sous forme d'obligation d'achat. Aujourd'hui, seul EDF est un acheteur obligé, mais ne valorise pas les garanties d'origine obtenues dans le cadre de ces

contrats. À partir de janvier 2017, il pourra y avoir d'autres acheteurs obligés, même s'il n'y en a qu'un seul qui soit aujourd'hui agréé à cette fin, Enercoop.

Nos voisins européens, au premier rang desquels l'Allemagne, adoptent d'ailleurs la même démarche. Ils ne permettent pas le cumul d'une aide publique avec la valorisation de la garantie d'origine. Nous pourrions discuter avec la ministre de l'écologie, dans deux semaines, de cette question. Cela étant dit, nous devons entendre aussi le souhait premier des fournisseurs qui veulent assurer une traçabilité de l'électricité verte. Il s'agit d'une demande de nos concitoyens comme des collectivités. On doit permettre ce choix.

II. EXAMEN DES ARTICLES

Article 1^{er}

Ratification de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

L'article 1^{er} du projet de loi ratifie, en premier lieu, l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité.

1. Un avenir prometteur pour l'autoconsommation

L'autoconsommation est déjà possible en France. Elle peut provenir de toutes les technologies renouvelables (solaire, petite-hydraulique, éolien...) mais le développement de nouvelles capacités en autoconsommation se fait aujourd'hui essentiellement à partir du photovoltaïque.

S'il n'existe pas d'aide directe à l'autoconsommation, deux types d'aides indirectes sont actuellement prévus:

– des aides à la réalisation et à l'exploitation d'installations de production d'énergies renouvelables (EnR). Pour le photovoltaïque, deux appels d'offres tri-annuels portant sur la période 2016-2018 ont été lancés pendant l'été 2016 ;

– des tarifs d'obligation d'achat ou des compléments de rémunération.

Complément de rémunération et obligation d'achat

Dans le cadre du complément de rémunération, le producteur valorise sa production sur le marché de l'électricité et perçoit une prime énergie complémentaire ainsi qu'une prime de gestion. Le total doit permettre un niveau de rémunération qui couvre les coûts de l'installation et assure une rentabilité normale des capitaux investis.

Dans le cadre de l'obligation d'achat, les installations de production d'EnR bénéficient de l'obligation d'achat, par Électricité de France (EDF) ou les distributeurs non nationalisés, de l'électricité qu'elles produisent.

La puissance autoconsommée ou autoproduite en France provient majoritairement de grands sites industriels dotés de moyens de production et consommant tout ou partie de leur production pour les besoins de leur activité. L'autoconsommation peut être définie comme le fait de consommer tout ou partie de l'énergie que l'on produit, et l'autoproduction comme le fait de produire tout ou partie de l'énergie que l'on consomme.

DONNÉES GÉNÉRALES SUR L'AUTOPRODUCTION EN FRANCE

		2011	2012	2013	2014
Puissance des installations en autoproduction (en mégawatts)		8 046	9 046	8 401	8 234
Part de l'autoproduction d'électricité (en %)	dans la production totale nette d'électricité	2,8	3,9	3,3	3,3
	dans la consommation totale d'électricité	3,4	4,6	4,0	4,2

Source : service de l'observation et des statistiques (SOeS) du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer (les données 2015 en cours de consolidation)

Si la part de l'autoconsommation ou de l'autoproduction dans la consommation française a jusqu'alors relativement peu évolué, elle connaît une évolution depuis 2014. L'autoconsommateur peut faire le choix de consommer tout ce qu'il produit (autoconsommation totale) ou bien celui d'injecter l'électricité non consommée sur le réseau (autoconsommation avec injection de surplus). L'augmentation des demandes d'injection en surplus constatées par Enedis montre bien que l'autoconsommation résidentielle et tertiaire se développe significativement.

UNE AUGMENTATION DES DEMANDES D'INJECTION EN SURPLUS

	Demandes de raccordement		Mise en service (MES)	
	Nombre total de demandes	Demandes d'injection en surplus (en %)	Nombre total de MES	MES d'injection en surplus (en %)
2014	28 938	3,7 %	22 768	2,6 %
2015	20 881	17,4 %	14 250	12,2 %
1/01/16 au 9/09/16	13 321	37,1 %	9 701	27,3 %

Source : ENEDIS

Les demandes de raccordement et de mises en services d'installations en injection de surplus ont fortement augmenté ces dernières années. En termes de puissance, les installations en surplus situées sur le réseau basse tension représentent environ 18 mégawatts (MW), l'essentiel ayant été raccordé après 2014. Enedis dénombre également environ 9 MW d'installations en autoconsommation totale, dont près de 3 MW ont été installés depuis le début de l'année 2016.

2. Le dispositif de l'ordonnance

L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, prise en application de l'article 119 de la loi relative à la transition énergétique, fixe le cadre existant de l'autoconsommation.

La loi relative à la transition énergétique et l'autoconsommation

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 encourage le développement de l'autoconsommation dans trois de ses articles.

L'article 2 de la loi précise que les politiques publiques « *soutiennent l'autoconsommation d'électricité* ».

L'article 119 habilite le Gouvernement à définir le régime juridique de l'autoproduction et de l'autoconsommation par une ordonnance « *comportant notamment la définition du régime de l'autoproduction et de l'autoconsommation, les conditions d'assujettissement de ces installations au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et le recours à des expérimentations* ».

L'article 199 autorise, pour une durée de quatre ans renouvelable une fois, les établissements publics et des collectivités territoriales à s'associer à des tiers, producteurs ou consommateurs d'électricité et de gaz naturel, afin de proposer à un gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité un service de flexibilité locale. L'autoconsommation collective peut participer de ce mécanisme de flexibilité locale.

L'ordonnance définit l'opération d'autoconsommation comme le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation.

Elle rend possible les opérations d'autoconsommation collective qui ne faisaient jusqu'alors l'objet d'aucune définition juridique. L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution.

Elle prévoit un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) spécifique pour les installations de moins de 100 kW, appelé micro-TURPE.

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

La Commission de régulation de l'énergie est compétente en matière de détermination des TURPE. Ils doivent être calculés de manière à couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseau dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Les TURPE actuels, dits « TURPE 4 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 4 HTA/BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1^{er} août 2013 et le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ 4 ans. La CRE prévoit une entrée en vigueur conjointe des TURPE 5 HTB et TURPE 5 HTA/BT au 1^{er} août 2017.

La répartition des coûts de réseau entre les utilisateurs dépend non seulement de l'énergie totale consommée (part énergie du TURPE, actuellement de 80 %) mais également des moments où cette consommation a lieu puisque le dimensionnement des réseaux est fondé sur les pointes de puissances appelées (la part puissance du TURPE est actuellement de 20 %).

Elle permet aux installations d'une puissance installée maximale, fixée par décret, de déroger à l'obligation de conclure un contrat de vente avec un tiers pour le surplus d'électricité non consommée. Le rapport au Président de la République relatif à cette ordonnance indique qu'« *il est envisagé que ce plafond soit fixé à environ 3 kilowatts, ce qui correspond à une installation d'autoconsommation domestique* ».

En termes de droit d'accès au réseau public, l'ordonnance établit que le gestionnaire de réseau met en place « *des conditions transparentes et non discriminatoires* » pour la réalisation des opérations d'autoconsommation. Le gestionnaire du réseau public de distribution doit être informé des opérations d'autoconsommation. En cas d'autoconsommation collective, la personne morale qui assure le lien entre producteurs et consommateurs finals doit indiquer au gestionnaire de réseau de distribution la répartition de la production autoconsommée.

3. La position de votre commission

Votre rapporteure se félicite de la publication de cette ordonnance qui a permis le lancement de l'appel d'offres « autoconsommation » en août 2016. Si certaines dispositions techniques ne font pas consensus, tous les acteurs du monde de l'énergie sont convaincus que l'autoconsommation, individuelle ou collective, connaîtra, dans les prochaines années, un développement important qu'il s'agit aujourd'hui d'anticiper au mieux.

Votre rapporteure espère qu'un cadre tout aussi pérenne et vertueux pourra voir le jour au niveau européen. Dans une résolution adoptée le 23 juin 2016 sur le

« rapport d'étape relatif aux énergies renouvelables »⁽¹⁾ de la Commission européenne, le Parlement européen affirme que l'autoproduction et l'autoconsommation sont des droits de base et que la prochaine révision de la directive sur les énergies renouvelables devra encourager les investissements dans ce domaine. Cette révision devrait intervenir avant la fin de l'année 2016.

Votre rapporteure se félicite également de la création d'un micro-TURPE. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) ne prévoit pas de l'introduire dans le TURPE 5 mais s'est engagée à ce que les discussions sur le micro-TURPE soient ouvertes prochainement. Votre rapporteure insiste sur le fait que ce tarif devra correctement refléter les coûts des services rendus par le réseau afin de prévenir tout effet d'aubaine. Au-delà des discussions portant sur ce micro-TURPE, votre rapporteure est favorable à un rééquilibrage de la structure des TURPE au profit de la part puissance et, plus généralement, à une adaptation des TURPE visant à mieux refléter les coûts des services rendus par le réseau et le système électrique. Ce rééquilibrage pourrait avoir lieu en 2019, puisque la CRE envisage d'introduire une clause de rendez-vous, permettant d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre des TURPE 5.

Votre rapporteure a déposé trois amendements portant création d'articles additionnels pour modifier les dispositions de cette ordonnance afin de clarifier certaines notions et d'assurer ainsi plus de visibilité aux acteurs de terrain. Ces amendements ont été adoptés par la commission.

*

* *

La commission adopte l'article 1^{er} sans modification.

Article 1^{er}

Ratification de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

L'article 1^{er} du projet de loi ratifie, en second lieu, l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

1. Le dispositif de l'ordonnance

a. L'intégration au marché de l'électricité et l'obligation d'achat

L'article 1^{er} de l'ordonnance supprime le plafond de 12 MW que les installations ne doivent actuellement pas dépasser pour pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Cet article prévoit

(1) URL : <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2016-0292+0+DOC+XML+V0//FR&language=FR>

également que les règles de détermination du périmètre d'une installation de production seront fixées par arrêté ministériel.

L'article 2 de l'ordonnance améliore la rédaction de l'article L. 314-2 du code de l'énergie et supprime la possibilité, pour les installations hydroélectriques ayant bénéficié d'un contrat d'achat d'une durée de quinze ans qui arrive à échéance, de bénéficier d'un renouvellement de contrat. Ces installations peuvent toutefois, en application de l'article L. 314-19 du même code, bénéficier d'un complément de rémunération, sous réserve de la réalisation d'un programme d'investissement défini par arrêté.

L'article 3 de l'ordonnance précise les éléments dont doivent tenir compte les conditions d'achat de l'électricité par les acheteurs obligés. Outre les frais de contrôle prévus à l'article L. 314-7-1 dudit code, ces conditions doivent désormais prendre en compte les investissements et les charges d'exploitation d'installations performantes représentatives de chaque filière ainsi que la compatibilité de l'installation bénéficiant du contrat d'obligation d'achat avec les objectifs de la politique énergétique. Cet article 3 prévoit que les conditions d'achat peuvent également comprendre une prime pour l'achat d'électricité produite par un autoproducteur.

L'article 4 de l'ordonnance porte sur les nouveaux acheteurs agréés. La loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte prévoit qu'EDF et les entreprises locales de distribution peuvent céder les contrats conclus dans le cadre de l'obligation d'achat à un organisme agréé par l'autorité administrative si le producteur en fait la demande. Les producteurs d'énergies renouvelables ne sont donc plus obligés de vendre leur électricité aux acheteurs obligés historiques pour bénéficier de l'obligation d'achat. L'article 4 de l'ordonnance étend cette possibilité à l'ensemble des contrats d'achat en guichet ouvert ou conclus à la suite d'un appel d'offres. Cette cession des contrats des anciens acheteurs obligés vers les nouveaux pourra intervenir à n'importe quel moment de la vie du contrat. Il est prévu que le contrôle du respect des engagements pris par un organisme pour l'obtention de l'agrément est réalisé aux frais de celui-ci.

Les articles 6 et 7 de l'ordonnance clarifient la rédaction des articles L. 314-19 et L. 314-21 du code de l'énergie, sans toutefois en modifier le contenu.

b. Une nouvelle procédure de mise en concurrence

Les articles 8 à 11 de l'ordonnance ouvrent la possibilité de recourir à d'autres procédures de mise en concurrence que l'appel d'offres, telles que la procédure de dialogue concurrentiel, inspirée de la procédure de dialogue compétitif utilisée en matière de commande publique. La procédure de dialogue concurrentiel est plus souple que la procédure d'appels d'offres et donc mieux adaptée au développement de certaines filières.

La procédure de dialogue concurrentiel

Le décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité intervient en application de l'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 et est entré en vigueur le lendemain de sa publication, soit le 20 août 2016. La procédure de dialogue concurrentiel devrait être prochainement mise en œuvre pour la filière de l'éolien en mer.

Le décret précise la procédure de dialogue concurrentiel. Le ministre chargé de l'énergie dispose d'un pouvoir discrétionnaire dans le choix de la mise en concurrence entre l'appel d'offres et le dialogue concurrentiel lorsqu'il souhaite développer un projet ou une catégorie d'énergies renouvelables. Les candidats sont d'abord présélectionnés sur la base de leurs capacités techniques et financières. Une phase de dialogue est ensuite organisée entre l'État et les candidats présélectionnés afin de définir les conditions auxquelles doivent répondre les offres de ces derniers. À l'issue de cette phase, le cahier des charges définitif est élaboré et les candidats sont invités à soumettre leurs offres. Après instruction et examen de ces offres, les lauréats sont désignés par le ministre chargé de l'énergie.

L'ordonnance prévoit également que tout ou partie des dépenses supportées par l'État pour la réalisation des études préalables qu'il pourrait être amené à réaliser pour qualifier les sites les plus propices sur lesquels lancer une procédure de mise en concurrence et pour organiser des consultations publiques pourront être mises à la charge des candidats retenus.

Une disposition nouvelle précise les critères, autres que le prix, pouvant être pris en compte dans la notation des candidats. Ces critères incluent les performances environnementale et énergétique du projet, son caractère innovant ou l'existence d'investissements participatifs.

c. L'intégration au système électrique

L'article 5 de l'ordonnance supprime la priorité d'appel instaurée en faveur de certaines installations de production d'électricité utilisant du charbon. Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, l'autorité administrative pouvait jusqu'à présent ordonner que les installations de production existantes à la date du 11 février 2000 qui utilisent du charbon produit en France comme énergie primaire soient appelées en priorité par le gestionnaire du réseau public de transport.

L'article 12 oblige les producteurs raccordés à un réseau public de distribution à transmettre leur programme de fonctionnement prévisionnel à leur gestionnaire de réseau. Ce programme porte sur les quantités d'électricité que ces acteurs prévoient de livrer au cours de la journée suivante.

L'article 13 oblige les gestionnaires de réseau de distribution à transmettre ces programmes d'appel, agrégés, au Réseau de transport d'électricité (RTE), selon des modalités qui devront être approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, préalablement à leur mise en œuvre.

L'article 14 créé une priorité d'appel pour les installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées. Le rapport précise que cela permettra de garantir le développement et la rentabilité des installations renouvelables, notamment les centrales à biomasse.

2. L'avis de votre commission

Votre rapporteure se félicite de ces dispositions qui clarifient et simplifient le droit existant.

Ces mesures permettront une meilleure coordination entre gestionnaires de réseaux et donc une meilleure gestion des périodes de pointe.

Elles faciliteront également un développement significatif des énergies renouvelables en outre-mer. Le rapport d'information portant sur l'application de la loi relative à la transition énergétique⁽¹⁾ souligne bien que, alors qu'ils possèdent un potentiel important en énergies renouvelables, notamment en biomasse, les territoires ultra-marins ont des difficultés à enclencher un processus vertueux de transition énergétique. L'introduction d'une priorité d'appel pour les installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables dans les zones non interconnectées, comme tel est déjà le cas en métropole continentale, va dans le bon sens. Cette disposition facilitera l'atteinte des objectifs d'autonomie énergétique des territoires ultra-marins.

La disposition selon laquelle tout ou partie des dépenses supportées par l'État pour la réalisation d'études préalables pourront être mises à la charge des candidats retenus fait l'objet d'interrogations dans le rapport d'information précité portant sur l'application de la loi relative à la transition énergétique. Les rapporteurs y écrivent que « ce dispositif est de nature à renchérir le coût d'obtention des concessions » et que « cette question ne manquera pas d'être évoquée lors de la ratification de cette ordonnance ». Si votre rapporteure comprend ces interrogations, elle est favorable à une telle disposition. L'ordonnance n'introduit qu'une possibilité, et non une obligation, pour ces dépenses de faire, en tout ou partie, l'objet d'un remboursement par les candidats retenus. Dans un contexte budgétaire fortement contraint, il est légitime que l'État se réserve le droit de facturer le coût des études aux lauréats sous la forme de droit d'entrée. Les études concernées sont des études indispensables visant à qualifier les sites, notamment en termes de composition du sous-sol ou d'exposition au vent. Elles sont utiles à tous les candidats. Les premiers appels d'offres portant sur l'éolien en mer, lancés en 2011, ne rencontreraient sans doute pas les mêmes difficultés aujourd'hui s'ils avaient été précédés par de telles études suffisamment approfondies.

(1) Rapport d'information n° 4157 sur l'application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, novembre 2016, par M. Jean-Paul Chanteguet, M. Julien Aubert, Mme Sabine Buis, et Mme Marie-Noëlle Battistel, fait au nom de la commission des affaires économiques et de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire.

*

* *

La commission adopte l'article 1^{er} sans modification.

Article 1^{er} bis

(article L. 315-1 du code de l'énergie)

Précision sur ce qu'est une production « autoconsommée »

Pour être dite « autoconsommée », une production doit donc être consommée à l'instant même où elle est produite, ou bien stockée sur le site de production. À défaut, il est possible de qualifier d'autoconsommateur un acteur qui utiliserait le réseau pour s'alimenter en électricité ou revendre son surplus, ce qui est contraire à la logique poursuivie. Cet article, issu d'un amendement de votre rapporteure, permet de le préciser.

*

* *

La commission est saisie de l'amendement CE16 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Cet amendement vise à éviter le *net metering*, qui consiste à compenser les kilowattheures injectés par des kilowattheures soutirés à n'importe quel moment de l'année.

La commission adopte l'amendement.

Article 1^{er} ter

(article L. 315-2 du code de l'énergie)

Remplacement de la notion d' « antenne basse tension » par celle de « départ basse tension »

Cet article est issu d'un amendement de votre rapporteure et porte sur la notion d' « antenne basse tension ».

L'ordonnance prévoit la nécessité pour les points de soutirage et d'injection d'être situés sur une même « antenne basse tension » du réseau public de distribution. La notion d'« antenne basse tension » ne fait toutefois pas l'objet d'une définition précise dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau et pourrait entraîner des problèmes de sécurité juridique. Votre rapporteure propose donc de substituer la notion de « départ basse tension » à celle d'« antenne basse tension » figurant dans l'ordonnance.

Certains acteurs estiment que la notion de « départ basse tension » est trop restrictive pour valoriser des applications d'autoconsommation intéressantes à l'échelle d'un flot urbain (éco-quartier, zone d'aménagement concerté...). Selon eux, cette notion ne permettrait pas de développer une quelconque

complémentarité entre l'habitat et le tertiaire. Ils souhaiteraient donc étendre l'autoconsommation collective à tous les consommateurs et producteurs sur l'ensemble des départements basse tension (BT) d'un transformateur haute tension / basse tension (HTA/BT), voire à l'ensemble des consommateurs et des producteurs situés sur un même départ HTA d'un poste source.

Votre rapporteure partage la volonté de voir se développer des projets fortement innovants, basés sur la complémentarité entre bâtiments, notamment entre l'habitat et le tertiaire. Elle estime toutefois que la notion de « départ basse tension » ouvre d'ores et déjà des perspectives très significatives. Enedis a confirmé à votre rapporteure que plusieurs bâtiments étaient bien, dans la très grande majorité des cas, raccordés à un même départ basse tension et que le raccordement à un même départ basse tension pouvait inclure une complémentarité entre le résidentiel et le tertiaire. Il semble préférable de tester le fonctionnement d'opérations d'autoconsommation sur ce périmètre et d'en faire un retour d'expérience avant d'en envisager l'élargissement éventuel.

Par ailleurs, l'article 199 de la loi relative à la transition énergétique permet de mettre en place des expérimentations d'autoconsommation collective sur un périmètre plus large que celui prévu par l'ordonnance. Cet article autorise en effet, pour une durée de quatre ans renouvelable une fois, les établissements publics et des collectivités territoriales à s'associer à des tiers, producteurs ou consommateurs d'électricité et de gaz naturel, afin de proposer à un gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité un service de flexibilité locale.

*

* *

Elle examine ensuite l'amendement CE11 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Cet amendement substitue la notion de « même départ basse tension » à celle de « mêmes antenne basse tension », qui ne fait pas l'objet d'une définition précise sur les plans juridiques et technique. Un même départ basse tension est une notion plus claire qui permet l'autoconsommation entre particuliers, comme entre particuliers et bâtiments à vocation économique.

La commission adopte l'amendement.

Article 1^{er} quater

(article L. 315-4 du code de l'énergie)

Exclusion des systèmes de *net-metering*

Cet article, issu d'un amendement de votre rapporteure, remplace le terme d'« index » par celui de « mesures ». Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité concerné devra établir des mesures de consommation de

l'électricité, à échéance régulière. Le compteur Linky est à même de fournir de telles mesures.

Cet article vise à exclure tout *net-metering*. Ce système compense en effet des kWh injectés par des kWh soutirés même si ces deux opérations se font à des moments différents. Les kWh injectés en mi-journée d'été lorsque la demande est faible ne doivent pas pouvoir compenser des kWh soutirés en soirée de janvier en période de pointe. Il n'incite donc pas à la mise en place de démarches vertueuses ni en termes de synchronisation de la consommation du site avec la production, ni en termes d'injection sur le réseau.

*

* *

Elle en vient à l'amendement CE17 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Il s'agit, là encore, du *net metering*.

Au second alinéa de l'article 315-4 du code de l'énergie, cet amendement propose de remplacer le mot : « index » par le mot : « mesures ». Il est important de faire des mesures de consommation à échéances régulières. Le compteur Linky, lorsqu'il sera généralisé, apportera certainement des améliorations puisqu'il prévoit, par défaut, des index journaliers. Si l'on veut éviter de faire une simple compensation sur l'année, c'est-à-dire uniquement la différence entre les kilowattheures produits lorsqu'il y a beaucoup de soleil ou beaucoup de vent et ceux consommés l'hiver, en période de pointe, il faut avoir des index journaliers.

La commission adopte l'amendement.

Article 2

(articles L. 314-14, L. 121-24 et L. 314-20 du code de l'énergie)

Interdiction de la valorisation des garanties d'origine de la production d'électricité renouvelable bénéficiant déjà d'un soutien public

1. État du droit

a. Les garanties d'origine, un mécanisme récent de soutien public au déploiement commercial des énergies renouvelables

De nombreux fournisseurs d'électricité proposent à leurs clients de souscrire à une offre garantissant une électricité verte. S'il est facile de connaître l'origine de l'électricité lors de sa production, il est physiquement impossible de déterminer la provenance de l'électricité livrée à un client donné. Pour justifier auprès du consommateur que l'électricité qu'il consomme est « verte », un fournisseur doit donc garantir une équivalence entre la quantité d'électricité consommée par son client et une quantité d'électricité produite à l'aide d'énergie renouvelable. Cette équivalence est attestée par des garanties d'origine.

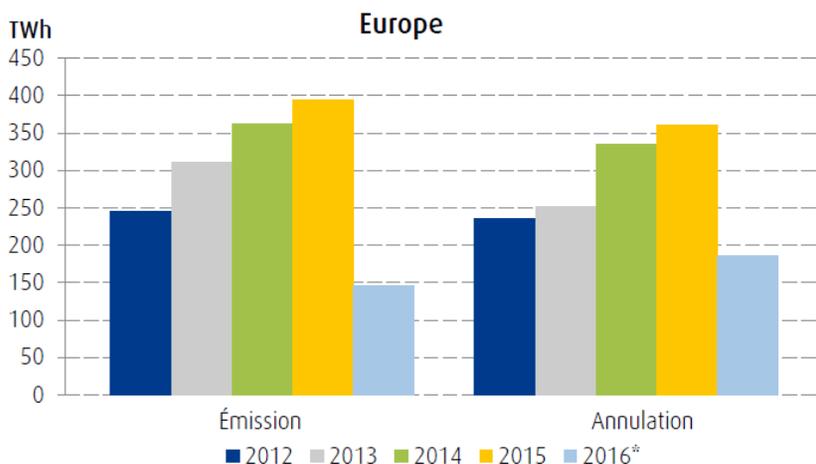
La directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 a introduit les garanties d'origine en droit européen et la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables en a harmonisé l'utilisation. La garantie d'origine y est définie comme « un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables ». Un producteur d'électricité verte peut revendre cette énergie ainsi que la garantie d'origine associée à un client ayant souscrit une offre 100 % électricité verte. Il peut aussi revendre la seule garantie d'origine à un autre fournisseur, qui pourra justifier à son tour de cet achat d'énergie verte auprès de ses propres clients. La directive 2009/28/CE précitée prévoit, à son article 15, qu'une garantie correspond à 1 mégawattheure (MWh) de production électrique. La garantie d'origine ne peut être utilisée que dans les douze mois suivant la production du MWh concerné et elle est annulée dès qu'elle a été valorisée par un fournisseur auprès d'un client final.

Ces deux directives ont fait l'objet d'une transposition en droit interne par l'ordonnance n° 2011-1105 du 14 septembre 2011. Depuis janvier 2012, sur le territoire national, seules les garanties d'origine ont valeur de certification de l'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables aux fins de démontrer aux clients finals la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l'offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d'énergie. En conséquence, le mécanisme de « certificats verts » qui existait préalablement a été supprimé.

Le décret n° 2012-62 du 20 Janvier 2012 pris en application de cette ordonnance et l'arrêté du 19 décembre 2012 ont désigné l'entreprise française Pownext comme organisme chargé de la délivrance, du transfert et de l'annulation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou de cogénération. Pownext assume ce rôle depuis le 1^{er} mai 2013 et pour une période de cinq ans.

Le marché des garanties d'origine est un marché européen qui connaît un développement non négligeable comme le montre le graphique ci-après.

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS ET ANNULATIONS DE GARANTIES D'ORIGINE EN EUROPE



* 2016: du 1er janvier au 30 avril.

Source : Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), d'après les chiffres de l'AIB (Association of Issuing Bodies)

D'après une étude de la Commission européenne les garanties d'origine sont un des principaux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables dans les pays dont le modèle de soutien est basé sur les quotas d'électricité verte, comme la Suède ou la Belgique. En revanche, des pays comme l'Allemagne ou la France qui disposent d'un modèle de soutien par tarif d'achat ont relativement peu recours aux garanties d'origine. Selon le fournisseur d'électricité verte Enercoop, les garanties d'origine s'échangeraient aujourd'hui à environ 0,2 €/MWh.

D'après le rapport de l'office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), en 2013, 20 % de la production électrique renouvelable totale en France, soit 20,3 térawattheures (TWh) avait été certifiée *via* les garanties d'origine. Cette électricité certifiée provenait à 99 % de centrales hydrauliques.

La problématique est la même pour le gaz. Lorsque le biométhane est injecté dans le réseau, il se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de le distinguer. Les garanties d'origine servent alors à assurer la traçabilité du biométhane. Toutefois, les garanties d'origine attachées au biométhane ne sont pas évoquées dans le présent projet de loi. Ce dernier se concentre uniquement sur l'électricité car le stade de développement de la filière de production et d'injection

de biométhane dans les réseaux de gaz naturel est encore loin de la maturité atteinte par certaines filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Un travail est en cours pour étudier les résultats des dispositifs de soutien pour le développement de la filière de production et d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Ce travail comprend un retour d'expérience mené par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) sur le fonctionnement des premières installations de production. Les conclusions sont attendues pour 2017. Dans le cadre de ce travail, les dispositifs de soutien à la filière, dont les garanties d'origine, seront examinés et pourront, le cas échéant, être révisés et adaptés.

b. Les possibilités actuelles de valorisation des garanties d'origine

i. Le cas de l'obligation d'achat

Dans le cas de l'obligation d'achat, l'article L. 314-14 du code de l'énergie prévoit que les acheteurs obligés se subrogent aux producteurs des installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat dans leur droit à obtenir la délivrance de garanties d'origine. L'article L. 121-24 du code de l'énergie prévoit que la valorisation que font les acheteurs obligés de ces garanties d'origine doit venir en diminution de leur droit à compensation au titre des charges de service public.

Le Gouvernement a tenté de prendre des mesures relatives au non-cumul des garanties d'origine et de l'obligation d'achat dans l'ordonnance du 3 août 2016 précitée. Toutefois, le Conseil d'État a considéré, dans son avis sur le projet d'ordonnance, que le Gouvernement n'était pas habilité à prendre par ordonnance des mesures relatives aux garanties d'origine. Le 1^o du I de l'article 119 de la loi transition énergétique habilite, en effet, uniquement le Gouvernement à modifier par ordonnance les dispositions applicables aux installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables « en clarifiant les dispositions relatives à l'obligation d'achat mentionnée à la section 1 du chapitre IV du titre I^{er} du livre III du code de l'énergie ». C'est la raison pour laquelle des dispositions relatives au non cumul des garanties d'origine et de l'obligation d'achat figurent dans le présent projet de loi.

ii. Le cas du complément de rémunération

À l'inverse de ce qui existe pour l'obligation d'achat, les fournisseurs historiques en charge du versement du complément de rémunération ne se subrogent pas au producteur dans son droit à bénéficier des garanties d'origine.

Le 3^o de l'article L. 314-20 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de l'article 104 de la loi relative à la transition énergétique, prévoit que les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte des recettes de l'installation, et notamment de la valorisation par les producteurs des garanties d'origine.

Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016, pris en application de la loi, prévoit que le producteur renonce à la valorisation des garanties d'origine pour bénéficier du complément de rémunération.

c. Un non-cumul garantie d'origine – complément de rémunération fortement contesté

Début septembre 2016, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode), a déposé un recours devant le Conseil d'État. Elle conteste l'impossibilité, pour les producteurs bénéficiant du complément de rémunération, de valoriser les garanties d'origine.

Elle estime que le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 n'est pas conforme au code de l'énergie qui prévoit que les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte des recettes de l'installation, et notamment de la valorisation par les producteurs des garanties d'origine.

Selon elle, le décret est également contraire au droit européen, et notamment à la directive 2009/28/CE précitée. Le considérant n° 53 de cette directive invite à « permettre au marché émergent de l'électricité provenant de sources d'énergie renouvelables de contribuer à la construction de nouvelles installations d'électricité produite à partir de sources renouvelables ». Le premier alinéa de l'article 15 de cette directive prévoit qu'aux fins de démontrer aux clients finaux la quantité d'énergie produite à partir de sources renouvelables que contient le bouquet énergétique d'un fournisseur, « les États membres font en sorte que l'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables puisse être garantie selon des critères objectifs, transparents et non discriminatoires ». L'alinéa 2 du même article précise par ailleurs que « les États membres veillent à ce qu'une garantie d'origine soit émise en réponse à une demande d'un producteur d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ».

Plus généralement, les auteurs du recours considèrent que le décret, en empêchant les producteurs bénéficiant d'un complément de rémunération de valoriser leurs garanties d'origine, favorise excessivement les opérateurs historiques du marché de l'électricité.

2. Le dispositif du projet de loi

a. Les objectifs poursuivis

Le projet de loi vise à empêcher que la production d'électricité renouvelable bénéficie à la fois d'un soutien sous la forme d'obligation d'achat et de la valorisation des garanties d'origine attachées à la production de cette électricité.

L'exposé des motifs du projet de loi évoque deux objectifs principaux :

– encourager le développement de nouvelles capacités renouvelables qui se développeraient exclusivement sur le marché. Faire diminuer l'offre de garanties d'origine revient à leur donner plus de valeur et donc à permettre l'émergence de nouveaux modèles de financement des énergies renouvelables basés sur la valeur de la garantie d'origine ;

– empêcher que le consommateur soit amené à payer plusieurs fois l'électricité d'origine renouvelable, c'est-à-dire à travers les taxes qui alimentent le compte d'affectation spéciale « Transition Énergétique » et à travers notamment les offres de fourniture d'électricité dites « vertes » qui sont plus chères.

Les offres vertes sont-elles plus chères que les offres dites classiques ?

Il existe deux types d'offres vertes :

– la plupart des offres vertes sont basées, à quelques pourcentages près, sur les tarifs réglementés de vente (TRV). La valorisation des garanties d'origine est bien incluse dans ces prix même si, en moyenne, le surcoût pour le client lié à cette valorisation est marginal. Il est, d'après Enercoop, de l'ordre de 0,30 centimes d'euros sur les 14,49 centimes que coûte un kWh ;

– l'offre d'Enercoop n'est, quant à elle, pas basée sur les TRV mais sur le coût de production d'un mix hydrolique/éolien/photovoltaïque. Aujourd'hui, Enercoop propose des offres dont le prix est de 15 % supérieur aux tarifs réglementés de vente.

Le Gouvernement veut éviter que la garantie d'origine attachée à un MWh d'origine renouvelable bénéficiant d'un mécanisme de soutien soit attribuée au seul client ayant souscrit une offre d'énergie « verte » alors que le surcoût de production de ce MWh est financé pour l'essentiel, non pas par ce client, mais par tous les clients qui acquittent les contributions alimentant le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique ». Le Gouvernement estime que les énergies renouvelables, financées par l'ensemble des consommateurs, appartiennent à tous et doivent ainsi figurer dans le mix énergétique résiduel défini à l'article R.333-14 du code de l'énergie. Ce mix correspond à la production électrique en France corrigée des imports et des exports d'électricité physique et ajustée, le cas échéant, par la part de l'électricité certifiée par des mécanismes de traçabilité.

Il est possible d'ajouter à ces deux objectifs celui de mettre en cohérence les dispositions relatives au complément de rémunération, d'ores et déjà incompatible avec la valorisation des garanties d'origine, avec celles relatives à l'obligation d'achat.

Cette interdiction de cumul n'est pas propre à la France. De nombreux pays européens interdisent la valorisation des garanties d'origine lorsque les énergies renouvelables bénéficient déjà d'un soutien public. C'est notamment le cas de l'Allemagne, du Danemark, de la Pologne, de la République tchèque, de la Slovaquie, des Pays baltes, de la Hongrie et de l'Autriche.

b. Le dispositif du projet de loi

i. La suppression de la subrogation dans le cas de l'obligation d'achat

Le projet de loi supprime la disposition de l'article L. 314-14 du code de l'énergie prévoyant que la personne achetant de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération se subroge au producteur de cette électricité dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes.

Cela vaut pour l'ensemble des contrats d'achat. Les contrats d'achat d'électricité conclus ou négociés avant le 11 février 2000 ainsi que ceux conclus dans le cadre du processus de mise en concurrence prévu lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) sont donc également concernés par la suppression de la subrogation.

ii. L'interdiction de la valorisation des garanties d'origine

Le projet de loi modifie l'article L. 314-14 du code de l'énergie pour y introduire la disposition selon laquelle l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou de cogénération et pour laquelle une garantie d'origine a été émise ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération. Cela vaut pour les contrats d'achat en guichet unique ou au sein d'appels d'offres, pour les contrats conclus ou négociés avant le 11 février 2000 ainsi que pour ceux prévoyant l'intervention d'un acheteur de dernier recours.

Le projet de loi enlevant la possibilité pour les acheteurs obligés de valoriser les garanties d'origine, il supprime en conséquence l'article L.121-24 du code de l'énergie qui prévoit que cette valorisation doit venir en diminution de leur droit à compensation au titre des charges de service public.

Le projet de loi supprime aussi la disposition de l'article L. 314-20 du code de l'énergie indiquant que les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte des recettes de l'installation, notamment la valorisation par les producteurs des garanties d'origine. Le décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 ne pourra donc plus être contesté sur cette base.

iii. Les sanctions en cas de valorisation non autorisée des garanties d'origine

Le projet de loi prévoit qu'un décret en Conseil d'État fixe les conditions de résiliation immédiate des contrats d'achat lorsque le producteur ou l'acheteur obligé émet une garantie d'origine alors que l'électricité produite bénéficie déjà d'un soutien public.

Comme le recommandait le Conseil d'État dans son avis sur le projet de loi, cette résiliation immédiate s'appliquera également aux contrats conclus avant

la publication du projet de loi. La résiliation d'un contrat entraînera le remboursement des sommes actualisées perçues au titre du complément de rémunération ou de l'obligation d'achat si elles ont été versées après la publication du présent projet de loi.

3. L'avis de votre commission

Votre rapporteure rejoint l'avis du Conseil d'État : l'étude d'impact transmise par le Gouvernement est très insuffisante, voire confuse sur les objectifs poursuivis. Elle regrette que ne figurent pas dans l'étude d'impact les données nécessaires à l'appréciation de la portée et, surtout, de la pertinence économique de la mesure proposée relative aux garanties d'origine. Des données historiques sur les garanties d'origine, sur le volume actuel des transactions ainsi que sur la valeur constatée d'une garantie d'origine auraient été les bienvenues.

Votre rapporteure tient à souligner que, malgré les nombreuses critiques à l'encontre du dispositif du projet de loi, ce dernier ne remet nullement en cause les situations acquises. Aujourd'hui, seul EDF, acheteur obligé, est autorisé à valoriser les obligations d'origine en se subrogeant aux producteurs. Aucun contrat d'achat conclu entre un producteur avec EDF ou une entreprise locale de distribution ne sera cédé à un organisme agréé avant le 1^{er} janvier 2017.

Les mesures envisagées par le projet de loi sont de nature à clarifier les choses et à prévenir un risque de confusion chez les clients. Sont ainsi distinguées :

– les productions d'énergies renouvelables bénéficiant d'un mécanisme de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération) et financées par l'ensemble des consommateurs d'énergie acquittant les contributions alimentant le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (notamment la contribution au service public de l'électricité [CSPE]...);

– les productions d'énergies renouvelables ne bénéficiant pas d'un mécanisme de soutien et financées par les consommateurs d'électricité « verte » ayant acquis des garanties d'origine.

Quant à la non-conformité de cet article du projet de loi avec des directives européennes, votre rapporteure note que l'analyse juridique du Conseil d'État est très claire. Dans son avis sur le projet de loi, ce dernier considère que les « dispositions qui, eu égard à leur objet tendant à faire cesser une forme de double soutien public, ne méconnaissent aucune norme constitutionnelle, ni aucun principe général du droit de l'Union européenne ».

Certains acteurs proposent un dispositif, auquel votre rapporteure a pu être sensible, consistant à déduire du complément de rémunération ou du tarif d'achat la valorisation des garanties d'origine. Toutefois, un tel dispositif est à même d'engendrer deux problèmes significatifs :

– il pourrait pousser certains acteurs à créer une société écran à laquelle seraient vendues, pour un montant négligeable, les garanties d’origine. Cela permettrait au producteur de ne pas avoir à déduire de son complément de rémunération ou de son tarif d’achat les garanties d’origine valorisées. La société écran valoriserait ensuite les garanties d’origine. Cela permettrait au producteur de cumuler les deux formes de soutien public sans pour autant être passible de sanctions ;

– il pourrait complexifier le financement des projets bénéficiant du complément de rémunération puisque la valeur de la garantie d’origine est entachée d’une forte incertitude.

Toutefois, votre rapporteure insiste sur la nécessité de trouver un mécanisme de traçabilité de l’électricité verte qui soit distinct de toute possibilité de valorisation monétaire. Le caractère renouvelable des énergies, quelle que soit la solution de traçabilité mise en œuvre, devrait revenir de droit aux producteurs et ne devrait pas pouvoir faire l’objet d’un échange marchand. Il faut que les consommateurs puissent connaître la quantité d’énergie produite à partir de sources renouvelables que contient l’offre commerciale contractée auprès de leurs fournisseurs d’énergie.

Votre commission a rejeté un article de suppression de cet article auquel votre rapporteure avait donné un avis défavorable. Votre rapporteure s’est toutefois engagée à ouvrir des discussions avec le Gouvernement pour trouver, d’ici la séance, un mécanisme de traçabilité adéquat. N’ont donc été adoptés en commission que 5 amendements rédactionnels.

*

* *

La commission est saisie de l’amendement de suppression CEI de Mme Michèle Bonneton.

Mme Michèle Bonneton. Alors que notre pays s’engage dans la transition énergétique, dont l’un des objectifs est le développement des énergies renouvelables, le dispositif proposé à l’article 2 empêcherait les fournisseurs verts de garantir l’origine renouvelable de leur énergie. S’il était maintenu, il ne pourrait plus être fait mention de la garantie d’origine si l’électricité a bénéficié du dispositif d’obligation d’achat ou du complément de rémunération. Ce serait un véritable recul qui pèserait sur le consommateur, pour qui le marché ne peut être lisible sans ce dispositif de traçabilité.

La garantie d’origine n’est ni une aide, ni un soutien aux énergies renouvelables. Ce n’est qu’une information qui permet à l’usager de faire un choix éclairé. Lier la garantie d’origine au fait de percevoir des aides n’a donc pas de sens. Cet article est aussi incompréhensible au regard de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2005, qui encourage la mise en

place de critères objectifs pour la garantie d'origine. Cette directive définit la garantie d'origine comme étant « un document électronique servant uniquement à prouver au client final qu'une part ou une quantité déterminée d'énergie a été produite à partir de sources renouvelables ».

La Commission de régulation de l'énergie a récemment encouragé l'existence de la garantie d'origine, de même que le Conseil supérieur de l'énergie (CSE). Comment assurer la traçabilité des énergies renouvelables vertes pour le consommateur ? Visiblement, il n'y a pas de meilleure solution, à ce jour, que la garantie d'origine.

Je vous propose de voter notre amendement de suppression de l'article pour que perdure la garantie d'origine.

Mme la rapporteure. Avis défavorable.

Vous faites part, dans votre exposé sommaire, de votre incompréhension que, régulièrement, mais avec une certaine constance, les énergies renouvelables soient remises en cause. C'est un jugement sévère, alors que l'article 1^{er}, que nous venons d'adopter, facilite l'autoconsommation.

Mme Michèle Bonneton. Je n'ai pas dit cela !

Mme la rapporteure. Certes, mais en lisant votre exposé sommaire, j'ai trouvé que vous étiez un peu injuste vis-à-vis d'un texte qui précisément ratifie une ordonnance relative à l'autoconsommation et une autre qui permet la valorisation des énergies renouvelables. Il y a aussi l'article 3 qui, en réduisant les coûts de raccordement mis à la charge des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables, favorise l'implantation de projets d'énergies renouvelables (ENR), en particulier dans le milieu rural.

Je ne crois pas que l'article 2 soit un recul pour le consommateur. Le cumul garantie d'origine et complément de rémunération n'était déjà pas possible depuis le décret du 27 mai 2016, pris en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Pour ce qui est des obligations d'achat, aujourd'hui, seul EDF est acheteur obligé, et donc, autorisé à valoriser les garanties d'origine en se subrogeant au producteur. Il ne le fait pas. Il n'y aura donc pas de recul pour le consommateur par rapport à la situation d'aujourd'hui.

Par ailleurs, vous dites que la garantie d'origine n'est ni une aide, ni un soutien aux ENR, mais seulement une information. Pour ma part, je crois que c'est ce vers quoi il faut aller, mais on ne peut pas dire que ce soit le cas. Aujourd'hui, on valorise effectivement les garanties d'origine, à des montants peu élevés – 0,1 à 0,3 euro le mégawattheure –, mais il s'agit tout de même d'une valorisation financière. Elle permet surtout au fournisseur de vendre son électricité plus chère. Vous ne pouvez donc pas dire qu'il n'y a pas, aujourd'hui, de valorisation financière des garanties d'origine.

Je ne reviens pas sur l'incompatibilité avec les textes européens. De nombreux pays européens interdisent la valorisation des garanties d'origine lorsque les énergies renouvelables bénéficient déjà d'un soutien public. C'est notamment le cas de l'Allemagne, mais aussi du Danemark, de la Pologne, de l'Autriche et d'autres pays encore.

Le Conseil d'État indique que ces dispositions, eu égard à leur objet tendant à faire cesser une forme de double soutien public, ne méconnaissent aucune norme constitutionnelle ni aucun principe général du droit de l'Union européenne.

J'en reviens à la question de la traçabilité, sur laquelle je vous rejoins. Si l'on ne peut pas – et c'est pourquoi il faut voter l'article 2 tel qu'il est rédigé – accepter le cumul des aides publiques et de la valorisation des garanties d'origine, il faudra trouver un système permettant de pérenniser la traçabilité des garanties d'origine, sans qu'il y ait forcément une valorisation financière. Je n'ai pas déposé d'amendement sur ce point, mais je crois que cela mérite une discussion avec le Gouvernement et un amendement en séance publique.

M. Laurent Furst. Nous sommes assez proches du point de vue exprimé par cet amendement sur les garanties d'origine. Nous ne voyons pas vraiment où est le problème. Dans une logique de développement des énergies renouvelables ou de consommation d'énergie et d'électricité vertes, c'est un atout marketing, une manière de communiquer et de valoriser cette idée auprès des consommateurs. Pourquoi s'en priver ?

Mme Delphine Batho. Le décret du 27 mai 2016 posait déjà problème et avait suscité des incompréhensions qui me paraissent légitimes.

Je vais voter l'amendement de Mme Michèle Bonneton, même si j'entends parfaitement les arguments de la rapporteure sur le fait que l'objectif initial est d'éviter une double rémunération. Je pense que, d'ici à la séance publique, le Gouvernement devrait proposer une réécriture de l'article 2 distinguant l'interdiction d'une double rémunération qui pèserait, au final, sur le consommateur, de la nécessité d'avoir une traçabilité, et donc, une garantie d'origine des énergies renouvelables.

Le problème vient peut-être du terme « garantie d'origine » et de la confusion qu'il induit, mais toutes les remarques qui ont été faites précédemment allant dans le même sens, je pense que nous avons tous la même préoccupation. On voit bien que la disposition pose un problème et qu'elle n'est pas comprise, parce qu'elle est perçue comme une suppression de la garantie d'origine.

Mme la rapporteure. J'entends ce que vous dites, mais je pense qu'il faut maintenir l'article 2, engager la discussion avec le Gouvernement et avoir un débat sur ce sujet dans l'hémicycle.

Mme Michèle Bonneton. Je comprends que nous sommes tous pour la traçabilité des énergies renouvelables vertes, mais nous avons un petit différend sur les moyens que nous nous donnons. À ce jour, rien n'est fait pour garantir la traçabilité des énergies renouvelables vertes. C'est pourquoi je maintiens mon amendement, tout en souhaitant que nous trouvions une solution pour assurer la traçabilité d'ici à l'examen du texte dans l'hémicycle. Si c'est le cas, nous reverrons notre position.

La commission rejette l'amendement.

Elle adopte ensuite successivement les amendements rédactionnels CE2 à CE5 de la rapporteure.

Puis elle adopte l'article 2 modifié.

Article 3

(articles L. 341-2 et L. 342-12 du code de l'énergie)

Réfaction tarifaire pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable

1. État du droit

a. La réfaction tarifaire est uniquement réservée aux consommateurs d'électricité

Le raccordement consiste à connecter physiquement une installation au réseau public d'électricité de façon à lui permettre d'échanger avec le réseau la totalité de la puissance que le demandeur du raccordement souhaite injecter ou soutirer.

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité avait prévu que le TURPE couvre une partie des coûts de raccordement des consommateurs d'électricité et des coûts de raccordement aux réseaux de distribution des producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables. L'arrêté du 17 juillet 2008 pris en application de cette loi a fixé à 40 % le « taux de réfaction tarifaire », correspondant à la part moyenne des coûts de raccordement couverts par le TURPE, limitant ainsi corrélativement la contribution de l'utilisateur à 60 % du coût du raccordement.

Cependant, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité dite loi « NOME » a supprimé toute possibilité de réfaction lorsque le raccordement au réseau est demandé par un producteur d'électricité, par peur que le grand nombre de demandes de raccordements prévus – surtout dans le secteur du photovoltaïque – induise une charge financière trop lourde pour Enedis. Désormais, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, dans le cas du raccordement d'une installation de production, le demandeur du raccordement est redevable d'une contribution

couvrant intégralement les coûts du branchement et de l'extension. Ce nouveau régime s'applique dans les cas où Enedis est maître d'ouvrage comme dans ceux où une collectivité assume ce rôle.

La réfaction tarifaire est donc, dans le droit existant, uniquement réservée aux consommateurs d'électricité.

b. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

La loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « Grenelle 2 », prévoit la mise en place de schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables. L'article L. 321-7 du code de l'énergie indique que ces schémas sont élaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution, et approuvés par les préfets de région. L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût du raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région. Le coût prévisionnel des ouvrages à créer spécifiquement pour l'accueil des énergies renouvelables est pris en charge par les producteurs, *via* une « quote-part régionale », au prorata de leur puissance installée.

A priori, depuis l'entrée en vigueur du décret 2016-434 du 11 avril, une installation de production d'énergie renouvelable s'inscrit obligatoirement dans le cadre d'un schéma régional de raccordement des énergies renouvelables même si elle n'est pas redevable d'une quote-part, ce qui est le cas des installations de production dont la puissance est inférieure ou égale à 100 kilovoltampères (kVA).

Toutefois, dans certains cas, le raccordement d'une installation à partir de sources d'énergie renouvelables ne s'inscrit pas dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

– lorsqu'il n'existe pas encore de schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables, notamment dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental où ils sont en cours d'élaboration ;

– lorsque les demandes de raccordement ont eu lieu entre la date de saturation des capacités d'accueil d'un schéma régional de raccordement des énergies renouvelables et la date d'entrée en vigueur du décret 2016-434, soit le 14 avril dernier.

2. Le dispositif du projet de loi

Le projet de loi fait évoluer le champ des bénéficiaires de la réfaction tarifaire pour les travaux de raccordement : en plus des consommateurs d'électricité raccordés aux réseaux publics de distribution, la réfaction tarifaire concerne également les gestionnaires de réseau de distribution mentionnés à l'article L.111-52 du code de l'énergie pour leur raccordement aux réseaux amont

et les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables raccordés aux réseaux publics de distribution.

La prise en charge du coût du raccordement est plafonnée à 50 % de son coût total. Comme le recommandait le Conseil d'État dans son avis sur le projet de loi, le taux de réfaction est fixé par un arrêté ministériel après avis de la CRE.

La réfaction tarifaire porte sur l'un ou sur l'ensemble des éléments constitutifs de la contribution due au titre du raccordement propre à l'installation ainsi qu'au titre de la quote-part définie dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables. Toutefois, cette réfaction tarifaire n'est pas applicable lorsque les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre de la procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10 du code de l'énergie. Cette procédure de mise en concurrence a lieu lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

3. La position de votre commission

Le coût du raccordement peut être un réel obstacle à l'implantation d'installations d'énergies renouvelables. Ce coût varie, d'après EDF, entre 50 000 et 210 000 €/MW. Le projet de loi, en permettant une réduction des coûts mis à la charge des producteurs, va donc dans le bon sens. Il facilitera notamment l'implantation d'installations d'énergies renouvelables en milieu rural, où le coût de raccordement est souvent plus élevé qu'en milieu urbain.

Votre rapporteure est persuadée de la nécessité de tenir compte des contraintes du réseau et d'envoyer un juste signal prix pour inciter à la bonne localisation des installations produisant des énergies renouvelables. Ceci est d'autant plus important que les investissements mis en œuvre par les gestionnaires de réseau pour intégrer les énergies renouvelables augmenteront dans les années à venir. Si Enedis raccorde actuellement 1,5 GW par an d'énergies renouvelables, l'entreprise estime que ces montants pourraient prochainement s'établir à 3 GW par an, en raison des objectifs ambitieux établis par la PPE. Malgré l'élargissement de la réfaction tarifaire, le plafonnement du taux de réfaction permet d'envoyer un signal tarifaire significatif. Puisque le reste à charge des producteurs sera supérieur à 50 % du coût du raccordement, ces derniers ne choisiront pas de raccorder des installations si les coûts de raccordement sont très élevés, c'est-à-dire si la localisation des installations produisant des énergies renouvelables n'est pas optimale.

Votre rapporteure tient à souligner que l'effet sur le TURPE de l'élargissement de la réfaction tarifaire est négligeable. Dans sa délibération du 2 juin 2016 portant avis sur le projet d'ordonnance pris en application de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015, la Commission de régulation de l'énergie a estimé que l'application d'un taux de réfaction de 40 % devrait être compensée par une hausse du tarif de 0,65 %. Cela correspond également aux

chiffres fournis par la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) pour qui, sur les années 2014-2015, le coût de la réfaction tarifaire pour les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables aurait été de 78 millions d'euros, soit 0,6 % du montant total du TURPE, qui est de 13 milliards d'euros.

Si certains acteurs auraient souhaité une différenciation de ce plafonnement par segment de puissance et par source d'énergie afin de permettre un ciblage du dispositif, votre rapporteure estime qu'une telle disposition n'est pas nécessaire. Le Gouvernement a assuré que le taux de réfaction pour les consommateurs serait maintenu à 40 % et que celui pour les producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables serait compris entre 40 % et 50 %. Il ne semble donc pas pertinent d'instaurer différents taux de réfaction, qui seraient de toute façon tous compris entre 40 et 50 %, selon les puissances ou les sources d'énergie. Cela serait source de complexification.

Votre rapporteure n'est pas favorable à l'élargissement de la réfaction tarifaire aux installations de production de biométhane. Le projet de loi se concentre sur l'électricité et non le gaz car les problématiques sont très différentes. Il n'existe pas de réfaction pour les consommateurs de gaz et il n'a jamais existé de réfaction tarifaire pour les producteurs de biométhane. Votre rapporteure n'est pas non plus favorable à l'élargissement de la réfaction tarifaire aux installations de production d'électricité raccordées au réseau de transport. Ces installations sont de très grosses structures, notamment des parcs éoliens en mer, pour lesquels le coût de raccordement ne représente qu'une part minime du coût total du projet. La réfaction tarifaire n'est donc pas justifiée dans ce cadre.

Votre commission a, en plus des amendements rédactionnels, adopté deux amendements de votre rapporteure relatifs au raccordement des éoliennes en mer. Pour permettre la réalisation des projets d'énergies renouvelables en mer, qui mobilisent des investissements importants, il est indispensable de prévoir un régime spécifique pour les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de non-respect du délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

Le premier amendement adopté vise donc, en modifiant l'article L. 341-2 du code de l'énergie, à intégrer les indemnités qui seraient versées en cas de retard du raccordement aux projets d'énergies renouvelables en mer dans les coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux qui font l'objet d'une couverture par les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, en distinguant deux hypothèses :

– lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire de réseau mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement signée par le producteur, les indemnités versées ne sauraient être à la charge du gestionnaire de réseau. Dans cette hypothèse, la

totalité des indemnités versées sera couverte par le tarif, dans la limite d'un plafond par installation fixé par décret ;

– lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, le tarif ne couvrira qu'une partie de ces indemnités, l'autre partie restant à la charge du gestionnaire de réseau dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Le second amendement adopté a pour but d'inciter financièrement le producteur à participer aux efforts de réduction du retard. Il limite l'indemnisation à un pourcentage des surcoûts supportés par le producteur. Ce pourcentage sera fixé par décret.

*
* *

*La commission **adopte** l'amendement de cohérence CE6 de la rapporteure.*

*Puis elle **adopte** l'amendement rédactionnel CE7 du même auteur.*

Elle en vient à l'amendement CE19 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Cet amendement concerne les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer, en cas de non-respect du délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Le gestionnaire de réseau devant jouer un rôle moteur dans l'accueil des énergies renouvelables, et en particulier des énergies marines, il est indispensable de prévoir la prise en charge du retard.

Lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire de réseau, mais résulte d'un risque particulier, la totalité des indemnités versées doit être couverte par le TURPE, dans la limite d'un plafond par installation fixé par décret. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, le TURPE ne peut couvrir qu'une partie de ces indemnités, l'autre partie restant à la charge du gestionnaire de réseau.

Mme Marie-Hélène Fabre. En tant qu'élue d'une circonscription où nous avons la chance d'être dotés de deux fermes pilotes expérimentales, dans le cadre de l'éolien flottant, sur le littoral du golfe du Lion, à Gruissan et à Leucate, j'apporte mon soutien à cet amendement qui sécurise le porteur de projet, en cas de non-respect du délai, imputable ou non au gestionnaire de réseau. Cet amendement va conforter cette filière porteuse d'emplois, dans le cadre de la croissance bleue.

*La commission **adopte** l'amendement.*

Elle passe à l'amendement CE20 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Il s'agit d'inciter financièrement le producteur d'ENR à participer aux efforts de réduction du retard de raccordement en mer. Il est souhaitable que le producteur perçoive également un signal incitatif à la limitation du retard du raccordement. Cet amendement limite l'indemnisation du producteur à un pourcentage des surcoûts que ce dernier supporte. Ce pourcentage sera fixé par décret.

La commission adopte l'amendement.

Elle adopte ensuite l'amendement rédactionnel CE8 de la rapporteure.

Puis elle adopte l'article 3 modifié.

Article 4

(articles L. 432-13, L. 452-1 et chapitre IV du titre V du livre V du code de l'énergie)

Dispositions relatives à la modification de la nature du gaz acheminé dans des réseaux par les gestionnaires de ces réseaux

1. La nécessité de convertir les réseaux alimentés actuellement en gaz à bas pouvoir calorifique

Gaz Réseau Distribution France (GRDF) exploite actuellement 200 000 kilomètres de réseau pour le compte de 9 500 communes. Il existe deux types de gaz naturel distribué en France : le gaz B qui provient essentiellement du gisement de Groningue (Pays-Bas) se caractérise par un plus faible pouvoir calorifique que le gaz H, le plus communément distribué.

Le gaz B est distribué dans le nord de la France où il alimente environ 1,3 million de foyers et une centaine de clients industriels raccordés aux réseaux de GRDF, représentant environ 10 % de la consommation française de gaz. Le gaz H, provient, lui, de toutes les autres sources d'approvisionnement (mer du Nord, Algérie, Russie, etc.).

Les dispositifs de comptage et de livraison du gaz en limite de propriété, ainsi que les équipements situés en aval du compteur chez les particuliers sont adaptés au type de gaz livré.

Les contrats d'approvisionnement en gaz B prévoient une décroissance progressive des livraisons en France jusqu'à leur terme, en 2029. Les contrats d'approvisionnement de la France en gaz B ne seront plus renouvelés à partir de cette date. Le Gouvernement néerlandais va, en effet, ralentir l'extraction du gisement de gaz naturel de Groningue en raison des tremblements de terre qu'elle provoque. Les réseaux alimentés actuellement en gaz à bas pouvoir calorifique doivent donc être convertis pour fonctionner avec du gaz à haut pouvoir calorifique.

Le projet « Tulipe », copiloté par GRDF et GRTgaz en coopération avec les pouvoirs publics, a pour objet la mise en œuvre de cette conversion. Le coût total des investissements représente environ 800 millions d’euros, selon le rapport du Conseil supérieur de l’énergie du 25 février 2016.

L’article 164 de la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte est la base légale pour la mise en œuvre du projet « Tulipe ». Cet article prévoit qu’en cas de modification de la nature du gaz acheminé dans les réseaux de distribution de gaz naturel, pour des motifs tenant à la sécurité d’approvisionnement du territoire, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et l’équilibrage des réseaux, la continuité du service d’acheminement et de livraison du gaz ainsi que la sécurité des biens et des personnes.

Le même article 164 prévoit qu’un décret, pris après une évaluation économique et technique de la Commission de régulation de l’énergie, précise les modalités de mise en œuvre par les opérateurs et les gestionnaires de réseaux. Si l’évaluation économique et technique de la CRE n’a pas encore été publiée, le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016 relatif au projet de conversion du réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique précise les modalités de mise en œuvre par les opérateurs et les gestionnaires de réseaux de distribution d’une modification de la nature du gaz acheminé.

Le décret n° 2016-348 relatif au projet de conversion du réseau de gaz

Le décret met en place un plan de conversion dont il prévoit :

- le contenu : localisation géographique des infrastructures à convertir, actions préparatoires nécessaires, répartition des rôles et des responsabilités techniques, modalités du contrôle de la qualité du gaz, mesures destinées à assurer la sécurité des personnes et des biens ;
- l'élaboration par les gestionnaires des réseaux de gaz et l'opérateur de stockage souterrain de gaz naturel, après consultation des acteurs concernés selon des modalités non explicitées par le décret. Ce plan sera arrêté par les ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, après réalisation de l'évaluation économique et technique par la Commission de régulation de l'énergie (alors qu'aux termes de la loi celle-ci aurait dû précéder le décret) ;
- le délai : le projet de plan doit être remis dans un délai de 6 mois après publication du décret ;
- la remise à jour régulière du calendrier détaillé des opérations ;
- les obligations des gestionnaires de réseau de transport et de distribution de gaz pendant la conversion (modification des installations des réseaux de distribution et de transport pour que pour que le gaz livré aux différents points de sortie du réseau présente des caractéristiques physico-chimiques conformes au plan de conversion) ;

Le décret prévoit la création d'un comité de coordination, sous l'autorité des ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, pour déterminer les priorités, les différentes orientations et veiller au respect du calendrier de conversion.

Source : Rapport d'information n° 4157 sur l'application de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, novembre 2016, par M. Jean-Paul Chanteguet, M. Julien Aubert, Mme Sabine Buis, et Mme Marie-Noëlle Battistel, fait au nom de la commission des affaires économiques et de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire.

Le décret précise que ce projet de conversion débute par une phase préliminaire dite « pilote »⁽¹⁾, effectuée sur la période 2016-2020.

Le Gouvernement a considéré que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ne comportait pas de base légale pour que les gestionnaires de réseaux puissent intervenir sur les installations intérieures. Or, le changement de type de gaz impose une telle intervention pour éviter tout risque d'intoxication puisque les appareils nécessitent un réglage différent suivant le type de gaz. La phase pilote n'a ainsi pas encore pu réellement démarrer.

2. Le dispositif du projet de loi

L'article permet aux gestionnaires de réseaux de distribution de tout gaz combustible de sélectionner et de missionner des entreprises afin de réaliser des

(1) Les communes concernées par la phase pilote sont situées Doullens/St Pol sur Ternoise (6 000 clients sur 7 communes du Pas-de-Calais et 3 de la Somme), Gravelines (11 000 clients sur 6 communes du Nord et 5 du Pas-de-Calais), Grande Synthe (23 000 clients sur 1 commune du Nord) et Dunkerque (45 000 clients sur 25 communes du Nord).

opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des installations ou autres des consommateurs concernés. Ce mode d'intervention est celui qui a été retenu en Allemagne et en Belgique, également concernés par la nécessité de conversion d'une partie de leur réseau du gaz B en gaz H. L'article prévoit un décret d'application, pris après une évaluation économique et technique de la CRE.

Les coûts afférents à ces opérations seront couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux, ainsi que par les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux ou d'installations.

L'article prévoit que l'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution de gaz ainsi que, le cas échéant, les entreprises sélectionnées par ce dernier, accèdent au domicile ou aux locaux industriels ou commerciaux de tout consommateur, sous réserve du consentement de ce dernier, afin de garantir la sécurité de ses installations intérieures.

Dans le cas où un consommateur final s'opposerait aux contrôles réglementaires de sécurité ou aux opérations d'adaptations et de réglage requis par la conversion, la livraison du gaz lui serait interrompue, pour éviter tout risque pour la sécurité des biens et des personnes.

L'article contient également des dispositions plus générales relatives aux contrôles auxquels sont soumises les installations de gaz intérieures des logements en application de l'article L. 554-8 du code de l'énergie, du décret n° 63-608 du 23 mai 1962 et de l'arrêté du 2 août 1977. L'article 31 de cet arrêté impose au distributeur d'interrompre la distribution de gaz d'un consommateur final, en cas de danger grave et immédiat ou d'opposition du consommateur aux opérations de contrôle réglementaire. Le projet de loi place cette disposition, jusqu'alors réglementaire, au niveau législatif.

3. L'avis de votre commission

Votre rapporteure se félicite de ces dispositions qui permettront au plan de conversion de débuter dans de bonnes conditions. Elle regrette toutefois que la problématique relative aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des installations des consommateurs concernés n'ait pas été abordée lors des débats de la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte.

Votre rapporteure s'interroge sur la possibilité d'attribuer des aides financières à certains consommateurs « précaires » raccordés au réseau qui se trouveraient contraints, du fait du changement de gaz, de remplacer un appareil ou un équipement inadaptable (chaudière, cuisinière...). Dans son avis sur le projet de loi, le Conseil d'État considère que deux orientations pourraient être

envisagées. Il propose, soit, de prévoir la prise en charge générale par le gestionnaire de réseau, et par suite par le tarif de réseau, du remplacement de l'ensemble des appareils et équipements inadaptables de tous les consommateurs, soit, si le remplacement des appareils et équipements inadaptables est laissé à la charge des consommateurs concernés, de prévoir un mécanisme d'aide à caractère social, du type de la contribution au service public de l'électricité et qui devrait en tout état de cause relever de l'État ou d'une collectivité publique. Un amendement sera peut-être déposé en ce sens en séance publique.

Votre commission a adopté, en plus des amendements rédactionnels, un amendement de votre rapporteure au sujet de l'accès au domicile ou aux locaux industriels ou commerciaux de tout consommateur relié aux réseaux. L'article du projet de loi initial prévoyait un accès chez les clients aussi bien pour l'exploitant du réseau de distribution que pour l'exploitant du réseau de transport. Or, comme l'indique le plan de conversion remis par les opérateurs aux ministères, le gestionnaire du réseau de transport n'a pas vocation à intervenir chez les clients industriels raccordés à son réseau. L'article 4 du texte issu de la commission prend désormais cela en compte.

*

* *

*La commission **adopte** l'amendement rédactionnel CE13 de la rapporteure.*

Elle est ensuite saisie de l'amendement CE14, également de la rapporteure.

Mme la rapporteure. La rédaction actuelle laisse penser que les gestionnaires de réseaux ne peuvent pas eux-mêmes, sans avoir recours à un prestataire, réaliser des opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils gaziers et installations intérieures. Cet amendement précise que tel peut être le cas.

*La commission **adopte** l'amendement.*

*Puis elle **adopte** l'amendement rédactionnel CE9 de la rapporteure.*

Elle passe à l'amendement CE10 du même auteur.

Mme la rapporteure. Cet amendement vise à préciser les contrôles réglementaires auxquels il est fait référence : ce sont à la fois les contrôles mis en œuvre dans le cadre du plan de conversion et les contrôles réglementaires prévus par le code de l'environnement.

*La commission **adopte** l'amendement.*

Elle examine ensuite l'amendement CE12 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. L'article 4 concerne le projet de conversion lié à la modification de la nature du gaz acheminé. L'amendement que je vous propose précise que, dans le cas d'une canalisation de distribution de gaz – non de transport – l'exploitant, ainsi que, le cas échéant, les entreprises sélectionnées par cet exploitant pourront agir chez le particulier.

M. Alain Suguenot. Je n'ai pas compris ce qu'apportait cet amendement.

Mme la rapporteure. Dans le plan de conversion remis par les opérateurs, le gestionnaire du réseau de transport n'a pas vocation à intervenir chez les clients industriels raccordés au réseau. La nouvelle rédaction de l'alinéa 16 limite l'accès chez les clients au cas d'une canalisation de distribution de gaz.

La commission adopte l'amendement.

Puis elle adopte l'article 4 modifié.

Article 5

Possibilité de recourir à une procédure d'appel d'offres pour développer des capacités de production de biogaz destiné à être injecté dans le réseau de gaz dans l'attente de la publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie

1. État du droit

Les articles 119 et 167 de la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte habilite le Gouvernement à permettre, par ordonnance, à l'autorité administrative de recourir à une procédure d'appel d'offres lorsque les objectifs d'injection du biométhane dans le réseau de gaz s'écartent de la trajectoire prévue dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

a. L'ordonnance autorisant l'autorité administrative à recourir à une procédure d'appel d'offres

L'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier prévoit que, pour examiner les offres visant à développer des capacités de production de biogaz destiné à être injecté dans le réseau de gaz, l'autorité administrative se fonde sur les critères suivants :

- le prix du biogaz injecté ;
- la sécurité et la sûreté des réseaux de gaz naturel, des installations et des équipements associés ;
- les capacités techniques, économiques et financières du candidat ;
- le choix des sites, l'occupation des sols et l'utilisation du domaine public ;

- l’efficacité énergétique ;
- la compatibilité avec les principes et les missions de service public, notamment avec les objectifs de PPE et la protection de l’environnement ;
- les ressources destinées à la méthanisation disponibles dans chacun des territoires sur lesquels porte l’appel d’offres ;
- dans une mesure limitée, la part du capital détenue par les habitants résidant à proximité du projet d’injection de biogaz ou par les collectivités territoriales ou leurs groupements.

Le projet de loi de ratification de cette ordonnance a été présenté au conseil des ministres du 28 septembre et déposé sur le bureau du Sénat. Il n’a pas pu être intégré au présent projet de loi car il devait être déposé avant le 7 octobre 2016, date à laquelle le présent projet de loi n’était pas encore finalisé. Aucune inscription à l’ordre du jour n’est prévue pour le moment.

L’ordonnance prévoit que les modalités de l’appel d’offres sont définies par décret en Conseil d’État. Votre rapporteure insiste sur l’importance de publier rapidement ce décret.

b. La disposition temporaire prévue en attendant la programmation pluriannuelle de l’énergie

Dans l’attente de la PPE, le II de l’article 176 de la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte indique que le plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz vaut PPE.

La dernière version du plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz a été publiée en juin 2009 pour la période 2009-2020. Ce document contient une prévision de croissance de la demande gazière, une description des principaux investissements décidés en matière d’infrastructures gazières, un diagnostic concernant l’adéquation entre les capacités d’approvisionnement en gaz naturel et les besoins nationaux ainsi qu’une série de recommandations portant tant sur les instruments en possession de l’État pour garantir la sécurité d’approvisionnement à terme que sur les investissements eux-mêmes.

Il ne précise aucun objectif chiffré pour le développement du biométhane injecté et indique simplement que « le biogaz constitue un gisement important à développer, notamment au vue des engagements pris dans le cadre du Grenelle de l’environnement. Pour chaque projet, le mode de valorisation à privilégier dépendra de ses caractéristiques techniques, économiques, ainsi que de son environnement local (nature et éloignement des ressources, existence d’un gisement de demande de chaleur, proximité d’un réseau de distribution de gaz naturel...). En outre, la possibilité d’injecter le biogaz dans le réseau, à l’image de

ce qui se fait déjà dans d'autres pays européens (Allemagne, Autriche,...), devrait permettre de favoriser le développement de cette source d'énergie renouvelable ».

Votre rapporteure est en accord avec l'exposé des motifs sur ce point : ce document ne peut pas servir de référence pour le lancement d'un appel d'offres.

2. Le dispositif du projet de loi

Il est proposé que, dans l'attente de la publication de la PPE, les objectifs définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie valent programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le projet de loi ne précise pas s'il s'agit de l'arrêté du 24 avril 2016 de modification des objectifs de production d'énergie renouvelable et de présentation des calendriers indicatifs des appels d'offres. Il semble que ce soit bien cet arrêté qui ait été visé dans l'article.

Article 3 de l'arrêté du 24 avril 2016

Dans le cadre des objectifs de développement des énergies renouvelables, les objectifs pour le développement du biogaz injecté et pour le développement des carburants d'origine renouvelable, dont le bioGNV, sont les suivants :

1° Pour l'injection de biométhane dans le réseau de gaz, en termes de production globale :

– 1,7 TWh en 2018 ;

– 8 TWh en 2023 ;

2° Pour le bioGNV :

Soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables ;

3° Pour l'incorporation des biocarburants avancés ⁽¹⁾ dans les carburants :

	2018	2023
Filière essence	1,6 %	3,4 %
Filière gazole	1 %	2,3 %

(1) Ces objectifs correspondent à une définition des biocarburants avancés qui incluent les matières listées à l'annexe 9, partie A, à la directive 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables ainsi que les huiles acides, la mélasse et l'amidon résiduel.

3. La position de votre commission

Cet article est devenu caduc depuis la publication du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie. L'article 5 du décret reprend les objectifs d'injection de biométhane dans le réseau de gaz qui figuraient dans l'arrêté du 24 avril 2016: 1,7 TWh en 2018 et 8 TWh en 2023.

Un amendement de suppression de cet article, déposé par votre rapporteur, a été adopté en commission. Votre rapporteur appelle désormais de ses vœux une publication prochaine des appels d'offres.

*

* *

La commission examine l'amendement de suppression CE15 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Cet article est devenu caduc depuis la publication du décret du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

*La commission **adopte** l'amendement.*

*En conséquence, l'article 5 est **supprimé**.*

Après l'article 5

La commission est saisie de l'amendement CE18 de la rapporteure.

Mme la rapporteure. Cet amendement, qui concerne les carburants alternatifs et les infrastructures qui y sont consacrées, vise à assurer l'universalité et l'itinérance de la recharge, afin d'encourager le développement des véhicules électriques, dans des conditions fixées par voie réglementaire.

Mme Delphine Batho. Quelle est, au regard de ce qui existe, la portée normative de l'ajout de cet article ? Pourquoi inscrire que les conditions d'interopérabilité sont définies par voie réglementaire, alors que c'est déjà le cas ? Cela étant, le décret fixant les conditions d'interopérabilité, par exemple, pour les bornes de recharge électrique, n'est toujours pas publié.

Mme la rapporteure. C'est une question de transposition des règles européennes. Cette disposition législative est nécessaire pour permettre de prendre les décrets.

Mme Delphine Batho. De telles dispositions figuraient déjà dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, d'où mon interrogation.

Mme la rapporteure. La loi relative à la transition énergétique ne confère pas une base législative suffisante pour prendre les décrets.

Mme Michèle Bonneton. Je m'interroge, moi aussi, sur l'intérêt de cet article additionnel. J'aimerais que Mme la rapporteure nous donne quelques précisions.

Par ailleurs, avec cette disposition, la recharge des véhicules électriques va-t-elle devenir payante ?

M. Alain Suguenot. Je me demande si l'objectif de cet amendement n'est pas de définir une notion qui existe déjà dans le vocabulaire, à savoir les « carburants alternatifs », pour lui donner un champ d'application. Ce serait le premier article qui préciserait les critères définissant les carburants alternatifs. Il s'agit donc, si nous l'adoptons, d'un article qui aura une importance considérable.

Mme la rapporteure. En effet, le I de l'article apporte une définition des carburants alternatifs. Ce texte permettra de prendre les décrets.

M. Laurent Furst. J'avoue que je ne comprends pas vraiment. Ce texte concerne l'électricité et les productions d'électricité. J'admets que l'électromobilité puisse y figurer, compte tenu de l'évolution technique qui fait que les batteries, éléments structurants des véhicules électriques, peuvent fonctionner soit en appel d'électricité, soit en restitution d'électricité à des réseaux ou à des points de consommation. J'ai beaucoup plus de mal à comprendre ce que font les carburants alternatifs – qui sont, entre autres, l'hydrogène, le gaz, le biogaz – dans un texte concernant l'électricité. Je pense qu'on est en train de tout mélanger.

Mme la rapporteure. On parle, dans ce texte, d'énergies renouvelables et pas uniquement d'électricité. Mais il est vrai qu'à travers les carburants alternatifs, sont essentiellement visés les véhicules électriques et la recharge électrique des véhicules. Avec cet amendement, ce que l'on veut valoriser, c'est l'universalité et l'itinérance. Sur le fond, personne n'en doute.

Cela permettra-t-il la gratuité ? Je l'ignore. Le décret nous informera sur ce sujet. Il est important de pouvoir recharger les véhicules électriques où que l'on soit en France et quel que soit le système. Nous avons besoin de ce véhicule législatif pour prendre un décret en la matière.

M. Alain Suguenot. Je comprends que nous ayons besoin de ce dispositif, qui permet de résoudre, sur le plan juridique, un problème qui est, par définition, lié à la transition énergétique, c'est-à-dire le stockage. À travers les véhicules, on estime qu'on pourra le faire dans quelques années.

Cela étant, il est un peu cavalier de faire passer cette disposition par le biais d'un amendement, car cet article additionnel est, en réalité, un texte fondateur. C'est le procédé qui me choque.

M. Jean-Charles Taugourdeau. Compte tenu de ce qu'il induit en termes d'équipement et de développement du territoire, cet article additionnel ne concerne-t-il pas aussi la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire ?

Mme la présidente Frédérique Massat. Elle ne s'est pas saisie de ce texte pour avis, alors qu'elle aurait pu le faire. Nous ne pouvons pas organiser le travail des autres commissions.

M. Jean-Charles Taugourdeau. Je voulais seulement dire qu'aménager le territoire par le biais d'un article additionnel est un peu léger.

Mme la présidente Frédérique Massat. Je propose que Mme la rapporteure retire cet amendement, pour le redéposer en séance publique. D'ici là, nous allons mener une réflexion sur ce sujet. Cette solution vous convient-elle, Madame la rapporteure ?

Mme la rapporteure. Tout à fait, Madame la présidente.

L'amendement CE18 est retiré.

M. Laurent Furst. On parle de mobilité et d'électromobilité, alors que l'électricité n'est pas un carburant. Ce sont des choses qui n'ont pas lieu d'être dans un même article, voire dans un même texte.

Mme la présidente Frédérique Massat. L'amendement étant retiré, le débat est clos.

Mme Michèle Bonneton. Je veux faire part de mon intention de m'abstenir.

La commission adopte l'ensemble du projet de loi modifié.

TABLEAU COMPARATIF

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p>Code de l'énergie</p> <p><i>Art. L. 315-1</i> – Une opération d'autoconsommation est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation.</p>	<p>PROJET DE LOI RATIFIANT LES ORDONNANCES N° 2016-1019 DU 27 JUILLET 2016 RELATIVE À L'AUTOCONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET N° 2016-1059 DU 3 AOÛT 2016 RELATIVE À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VISANT À ADAPTER CERTAINES DISPOSITIONS RELATIVES AUX RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES,</p> <p>Article 1er</p> <p>Sont ratifiées :</p> <p>1° L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité ;</p> <p>2° L'ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.</p>	<p>PROJET DE LOI RATIFIANT LES ORDONNANCES N° 2016-1019 DU 27 JUILLET 2016 RELATIVE À L'AUTOCONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET N° 2016-1059 DU 3 AOÛT 2016 RELATIVE À LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET VISANT À ADAPTER CERTAINES DISPOSITIONS RELATIVES AUX RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ ET AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES,</p> <p>Article 1er</p> <p><i>(Sans modification)</i></p> <p>Article 1^{er} bis (nouveau)</p> <p><u>L'article L. 315-1 du code de l'énergie est complété par une phrase ainsi rédigée :</u></p> <p><u>« L'électricité produite est consommée soit instantanément, soit après une période de stockage. »</u></p>

Dispositions en vigueur

Art. L. 315-2 – L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution.

Art. L. 315-4 – La personne morale mentionnée à l'article L. 315-2 organisatrice d'une opération d'autoconsommation collective indique au gestionnaire de réseau public de distribution compétent la répartition de la production autoconsommée entre les consommateurs finals concernés.

Lorsqu'un consommateur participant à une opération d'autoconsommation collective fait appel à un fournisseur pour compléter son alimentation en électricité, le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité concerné établit les index de consommation de l'électricité relevant de ce fournisseur en prenant en compte la répartition mentionnée à l'alinéa précédent.

Art. L. 121-24 – Lorsque l'électricité acquise dans les conditions prévues par les articles L. 121-27, L. 311-10 et L. 314-1 fait l'objet, au bénéfice de l'acquéreur, d'une valorisation en raison de son origine, le montant de cette valorisation est déduit des charges de service public constatées pour cet acquéreur.

Texte du projet de loi

Article 2

Les livres Ier et III du code de l'énergie sont ainsi modifiés :

1° Le premier alinéa de l'article L. 121-24 est supprimé ;

Texte adopté par la Commission

amendement CE16

Article 1^{er} *ter* (nouveau)

À l'article L. 315-2 du code de l'énergie, les mots : « une même antenne » sont remplacés par les mots : « un même départ ».

amendement CE11

Article 1^{er} *quater* (nouveau)

Au second alinéa de l'article L. 315-4 du code de l'énergie, le mot : « index » est remplacé par le mot : « mesures ».

amendement CE17

Article 2

Le code de l'énergie est ainsi modifié :

(Sans modification)

Dispositions en vigueur

La valeur des garanties de capacité acquises dans le cadre des contrats découlant de l'application des articles L. 121-27, L. 311-10 et L. 314-1, en application de l'article L. 335-5, est déduite des charges de service public constatées pour l'acquéreur. Le montant des pénalités payées dans le cadre de ces contrats est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur. Les méthodes de calcul de la valeur des garanties de capacité et du montant des pénalités sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions prévues par le décret mentionné à l'article L. 335-6.

Art. L. 314-14 – Un organisme est désigné par l'autorité administrative pour assurer la délivrance, le transfert et l'annulation des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Il établit et tient à jour un registre électronique des garanties d'origine. Ce registre est accessible au public.

L'organisme délivre aux producteurs qui en font la demande des garanties d'origine pour la quantité d'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération. Lorsqu'ils en font la demande, l'organisme délivre des garanties d'origine aux producteurs non raccordés au réseau et aux autoconsommateurs d'électricité issue d'énergies renouvelables ou de cogénération.

La personne achetant, en application des articles L. 121-27, L. 311-13, L. 314-1, L. 314-6-1 et, le cas échéant, L. 314-26, de l'électricité produite en France à partir d'énergies renouvelables ou par cogénération est subrogée au producteur de cette électricité dans son droit à obtenir la délivrance des garanties d'origine correspondantes.

Texte du projet de loi

2° ~~Le troisième~~ alinéa de l'article L. 314-14 est remplacé par les dispositions suivantes :

« L'électricité produite à partir de sources renouvelables ou de cogénération et pour laquelle une garantie d'origine a été émise ne peut ouvrir droit au bénéfice de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération dans le cadre des contrats mentionnés aux articles L. 121-27, L. 311-12, L. 314-1, L. 314-18 ainsi que, le cas échéant, L. 314-26.

« L'émission d'une garantie d'origine portant sur l'électricité produite dans le cadre d'un contrat conclu en application des articles L. 121-27, L. 311-12, L. 314-1, L. 314-18 ainsi que, le cas échéant,

Texte adopté par la Commission

2° L'avant-dernier alinéa de l'article L. 314-14 est remplacé par sept alinéas ainsi rédigés :

(Alinéa sans modification)

(Alinéa sans modification)

Dispositions en vigueur

Texte du projet de loi

Texte adopté par la Commission

L. 314-26 entraîne, sous les conditions et selon les modalités fixées par décret en Conseil d'Etat, la résiliation immédiate du contrat.

« Cette résiliation immédiate s'applique non seulement aux contrats conclus à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° du ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables mais aussi aux contrats en cours à cette même date.

« La résiliation d'un contrat entraîne également le remboursement :

« – pour un contrat de complément de rémunération conclu en application du 2° de l'article L. 311-12 ou de l'article L. 314-18, des sommes actualisées perçues au titre du complément de rémunération ;

« – pour un contrat d'achat conclu en application du 1° de l'article L. 311-12, de l'article L. 314-1 ou de l'article L. 314-26, des sommes actualisées perçues au titre de l'obligation d'achat dans la limite des surcoûts ~~en résultant~~, mentionnés au 1° de l'article L. 121-7.

« Toutefois, ce remboursement ne peut porter que sur les sommes versées à compter de l'entrée en vigueur de la loi mentionnée ci-dessus. » ;

« Cette résiliation immédiate s'applique aux contrats conclus à compter de la date de publication de la loi n° du ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables, ainsi qu'aux contrats en cours à cette même date.

amendement CE2

« La résiliation d'un contrat mentionné au troisième alinéa du présent article entraîne également le remboursement :

amendement CE3

« 1° (*Alinéa sans modification*)

« 2° Pour un contrat d'achat conclu en application du 1° de l'article L. 311-12, de l'article L. 314-1 ou de l'article L. 314-26, des sommes actualisées perçues au titre de l'obligation d'achat, dans la limite des surcoûts qui en résultent, mentionnés au 1° de l'article L. 121-7.

amendement CE4

« Toutefois, ce remboursement ne peut porter que sur les sommes versées à compter de la publication de la loi n° du précitée. » ;

amendement CE5

Le coût du service afférent à la délivrance et au suivi des garanties par l'organisme est à la charge du

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p>demandeur.</p> <p><i>Art. L. 314-20</i> – Les conditions du complément de rémunération pour les installations mentionnées à l'article L. 314-18 sont établies en tenant compte notamment :</p> <p>1° Des investissements et des charges d'exploitation d'installations performantes, représentatives de chaque filière, notamment des frais de contrôle mentionnés à l'article L. 314-25 ;</p> <p>2° Du coût d'intégration de l'installation dans le système électrique ;</p> <p>3° Des recettes de l'installation, notamment la valorisation de l'électricité produite, la valorisation par les producteurs des garanties d'origine et la valorisation des garanties de capacités prévues à l'article L. 335-3 ;</p> <p>[...]</p>	<p>3° Au 3° de l'article L. 314-20, les mots : « , la valorisation par les producteurs des garanties d'origine » sont supprimés.</p>	<p>3° (<i>Sans modification</i>)</p>
<p><i>Art. L. 341-2</i> – Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.</p> <p>Ces coûts comprennent notamment :</p> <p>1° Les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de réseaux et ont pour</p>	<p>Article 3</p> <p>Le code de l'énergie est ainsi modifié :</p> <p>1° L'article L. 341-2 est ainsi modifié :</p>	<p>Article 3</p> <p><u>Le titre IV du livre III du code de l'énergie est ainsi modifié :</u></p> <p>1° (<i>Alinéa sans modification</i>)</p>

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p>effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;</p>	<p>a) Au 3°, les mots : « aux articles L. 342-6 et suivants » sont remplacés par les mots : « au chapitre II du présent titre » ;</p>	<p>a) <u>À la fin du</u> 3°, les mots : « aux articles L. 342-6 et suivants » sont remplacés par les mots : « au chapitre II du présent titre » ;</p>
<p>2° Les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement ;</p>	<p>b) Le sixième alinéa est remplacé par cinq alinéas ainsi rédigés :</p>	<p>b) (Alinéa sans modification)</p>
<p>3° Une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants.</p>	<p>« Peuvent bénéficier de la prise en charge prévue au 3° :</p>	<p>« Peuvent bénéficier de la prise en charge prévue au <u>présent</u> 3° :</p>
<p>Toutefois, lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production d'électricité, la contribution versée au maître d'ouvrage couvre intégralement les coûts de branchement et d'extension des réseaux, que ces travaux soient réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité mentionnées à l'article L. 121-4 ou celle des gestionnaires de ces réseaux, conformément à la répartition opérée par le contrat de concession ou par le règlement de service de la régie.</p>	<p>« a) Les consommateurs d'électricité dont les installations sont raccordées aux réseaux publics d'électricité ;</p>	<p>(Alinéa sans modification)</p>
<p>« b) Les gestionnaires de réseaux de distribution mentionnés à l'article L. 111-52 pour le raccordement de leurs ouvrages au réseau amont ;</p>	<p>« b) Les gestionnaires <u>des réseaux publics de distribution d'électricité</u> mentionnés à l'article L. 111-52, pour le raccordement de</p>	<p>« b) Les gestionnaires <u>des réseaux publics de distribution d'électricité</u> mentionnés à l'article L. 111-52, pour le raccordement de</p>

Dispositions en vigueur

Texte du projet de loi

Texte adopté par la Commission

Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables. Elle peut se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital, établi à partir d'une structure normative du passif du gestionnaire de réseau, par référence à la structure du

« c) Les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dont les installations sont raccordées aux réseaux de distribution.

« Le niveau de la prise en charge prévue au 3° ne peut excéder 50 % du coût du raccordement. Il est arrêté par l'autorité administrative après avis de la Commission de régulation de l'énergie. » ;

leurs ouvrages au réseau amont ;

amendement CE6

« c) Les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dont les installations sont raccordées aux réseaux publics de distribution.

amendement CE7

(Alinéa sans modification)

c) (nouveau) Après le sixième alinéa, il est inséré un 4° ainsi rédigé :

« 4° Les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de non-respect du délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement, lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire du réseau concerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie. » ;

amendement CE19

Dispositions en vigueur

passif d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité incluent une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux.

Art. L. 342-3 – A l'exception des cas où il est nécessaire d'entreprendre des travaux d'extension ou de renforcement du réseau de distribution d'électricité, le délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée inférieure ou égale à trois kilovoltampères ne peut excéder deux mois à compter de l'acceptation, par le demandeur, de la convention de raccordement. La proposition de convention de raccordement doit être adressée par le gestionnaire de réseau dans le délai d'un mois à compter de la réception d'une demande complète de raccordement.

Pour les autres installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, le délai de raccordement ne peut excéder dix-huit mois. Toutefois, l'autorité administrative peut accorder, sur demande motivée du gestionnaire de réseau, une prorogation du délai de raccordement en fonction de la taille des installations et de leur localisation par rapport au réseau ou lorsque le retard pris pour le raccordement est imputable à des causes indépendantes de la volonté du gestionnaire de réseau.

Un décret fixe les catégories d'installations ainsi que les cas pour lesquels, en raison de contraintes techniques ou administratives particulières, il peut être dérogé au délai de raccordement mentionné au deuxième alinéa.

Le non-respect des délais mentionnés aux deux premiers alinéas peut donner lieu au versement d'indemnités selon un barème fixé par

Texte du projet de loi

Texte adopté par la Commission

1° bis (nouveau) L'avant-dernier alinéa de l'article L. 342-3 est complété par une phrase ainsi rédigée :

« Pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer, ces indemnités ne peuvent excéder un montant par installation fixé par

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p>décret en Conseil d'État.</p>		<p>décret. » :</p>
<p>Le contrat mentionné à l'article L. 121-46 précise les engagements de délais de raccordement par catégorie d'installations.</p>		<p>amendement CE20</p>
<p><i>Art. L. 342-12</i> – Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7, le producteur est redevable d'une contribution au titre du raccordement propre à l'installation ainsi qu'au titre de la quote-part définie dans le périmètre de mutualisation mentionné à l'article L. 321-7. Cette quote-part est calculée en proportion de la capacité de puissance installée sur la puissance totale disponible garantie sur le périmètre de mutualisation.</p>	<p>2° L'article L. 342-12 est ainsi modifié :</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
<p>Est précisé par voie réglementaire le mode de détermination du périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement au réseau public de transport, inscrits dans le schéma de raccordement au réseau des énergies renouvelables, que ces ouvrages soient nouvellement créés ou existants.</p>	<p>a) Le premier alinéa est complété par une phrase ainsi rédigée : « La prise en charge prévue au 3° de l'article L. 341-2 porte sur l'un ou sur l'ensemble des éléments constitutifs de la contribution. » ;</p> <p>b) Il est complété par deux alinéas ainsi rédigés :</p>	<p>a) Le premier alinéa est complété par une phrase ainsi rédigée :</p> <p>« La prise en charge prévue au 3° de l'article L. 341-2 porte sur l'un ou sur l'ensemble des éléments constitutifs de <u>cette</u> contribution. » ;</p> <p>amendement CE8</p> <p>b) <u>Sont ajoutés deux</u> alinéas ainsi rédigés :</p>
	<p>« Lorsque le raccordement d'une installation à partir de sources d'énergie renouvelables ne s'inscrit pas dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables, le producteur est redevable d'une</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p><i>Art. L. 432-13</i> – En cas de modification de la nature du gaz acheminé dans les réseaux de distribution de gaz naturel, pour des motifs tenant à la sécurité d’approvisionnement du territoire, les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et l’équilibrage des réseaux, la continuité du service d’acheminement et de livraison du gaz et la sécurité des biens et des personnes.</p>	<p>contribution au titre du raccordement tel que défini au premier alinéa de l’article L. 342-1. La prise en charge prévue au 3° de l’article L. 341-2 porte sur l’ensemble des éléments constitutifs de cette contribution.</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
<p>La décision et les modalités de mise en œuvre par les opérateurs et les gestionnaires de réseaux d’une telle modification font l’objet d’un décret, pris après une évaluation économique et technique de la Commission de régulation de l’énergie permettant de s’assurer de l’adéquation des mesures envisagées au bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals.</p>	<p>« La prise en charge prévue au 3° de l’article L. 341-2 n’est pas applicable lorsque les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre de la procédure de mise en concurrence prévue à l’article L. 311-10. »</p>	<p>Article 4</p>
<p>Les dispositions des cahiers des charges des concessions de distribution de gaz naturel font, le cas échéant, l’objet d’une adaptation.</p>	<p>Article 4</p> <p>I. – Le code de l’énergie est ainsi modifié :</p> <p>1° L’article L. 432-13 est ainsi modifié :</p>	<p>Article 4</p> <p>I. – Le <u>livre IV</u> du code de l’énergie est ainsi modifié :</p>
	<p>a) Il est inséré au début de l’article le signe : « I » ;</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
	<p>b) La deuxième phrase est supprimée ;</p>	<p>a) <u>Au début, est ajoutée la mention</u> : « I. – » ;</p>
	<p>c) L’article est complété par les deux alinéas suivants :</p>	<p>b) <i>(Sans modification)</i></p>
		<p>c) <u>Sont ajoutés trois alinéas ainsi rédigés</u> :</p>

Dispositions en vigueur

Texte du projet de loi

Texte adopté par la Commission

« Les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel dirigent et coordonnent les opérations de modification de leurs réseaux respectifs et veillent à la compatibilité des installations des consommateurs finals ~~durant tout le processus de modification et à son issue.~~ À cette fin, ils ~~sélectionnent et missionnent~~ des entreprises disposant des qualifications nécessaires pour réaliser les opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des installations intérieures ou autres des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution concernés.

« Les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel dirigent et coordonnent les opérations de modification de leurs réseaux respectifs et veillent à la compatibilité des installations des consommateurs finals durant toute la durée des opérations ainsi qu'à leur issue. À cette fin, ils peuvent sélectionner et missionner des entreprises disposant des qualifications nécessaires pour réaliser les opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage de tous les appareils et équipements gaziers des installations intérieures ou autres des consommateurs raccordés aux réseaux de distribution concernés.

amendement CE13 et CE14

« Les modalités d'application du présent ~~article~~ sont définies par décret ~~après une évaluation économique et technique~~ de la Commission de régulation de l'énergie ~~permettant de s'assurer~~ de l'adéquation des mesures envisagées au bon fonctionnement du marché du gaz naturel et à l'intérêt des consommateurs finals. » ;

« Les modalités d'application du présent article sont définies par décret, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Cet avis comprend une évaluation économique et technique qui permet de garantir l'adéquation des mesures envisagées au bon fonctionnement du marché du gaz naturel et à l'intérêt des consommateurs finals.

amendement CE9

Supprimé

(Alinéa sans modification)

~~d) L'article est complété par un II ainsi rédigé :~~

« II – Les dispositions du I sont applicables aux réseaux de distribution de gaz combustibles autres que le gaz naturel en cas de modification de la nature de ce gaz » ;

Art. L. 452-1 – Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, y compris des installations fournissant des services auxiliaires et de flexibilité, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux ou installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux ou d'installations, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations

Dispositions en vigueur	Texte du projet de loi	Texte adopté par la Commission
<p>efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46.</p>	<p>2° Le deuxième alinéa de l'article L. 452-1 est complété par la phrase suivante : « Figurent également parmi ces coûts les dépenses afférentes aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements gaziers, mentionnées au deuxième alinéa de l'article L. 432-13. »</p>	<p>2° Le deuxième alinéa de l'article L. 452-1 est complété par une phrase ainsi rédigée :</p>
<p>Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs.</p>	<p>« Figurent également parmi ces coûts les dépenses afférentes aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements gaziers mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article L. 432-13. »</p>	<p>« Figurent également parmi ces coûts les dépenses afférentes aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements gaziers mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article L. 432-13. »</p>
<p>Code de l'environnement</p>	<p>II. – Le chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement est complété par une section 3 ainsi rédigée :</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
	<p>« Section 3</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
	<p>« Risques propres aux canalisations de gaz ou liés au changement de la nature du gaz acheminé</p>	<p><i>(Alinéa sans modification)</i></p>
	<p>« Art. L. 554-10. – L'exploitant d'une canalisation de transport de gaz naturel ou assimilé ou d'une canalisation de distribution est tenu d'interrompre la livraison du gaz à tout consommateur final qui lui est raccordé dès lors que celui-ci s'oppose au contrôle réglementaire de ses appareils et équipements, y compris aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage, mentionnées à l'article L. 432-13 du code de l'énergie, nécessaires en cas de changement de nature du gaz acheminé. Il en est de même lorsque l'exploitant a connaissance que ces appareils et équipements présentent un danger grave et immédiat pour la sécurité des</p>	<p>« Art. L. 554-10. – L'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution de gaz naturel ou assimilé peut interrompre la livraison du gaz à tout consommateur final qui est raccordé à cette canalisation dès lors que ce consommateur s'oppose à un contrôle réglementaire de ses appareils à gaz ou équipements à gaz prévu au présent livre, ou aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage mentionnées à l'article L. 432-13 du code de l'énergie, nécessaires en cas de changement de nature du gaz acheminé. Il interrompt la livraison du gaz à un consommateur final lorsqu'il a connaissance du danger grave et immédiat pour la sécurité des personnes</p>

Dispositions en vigueur

Texte du projet de loi

Texte adopté par la Commission

personnes et des biens.

et des biens que présentent les appareils et équipements de ce dernier.

amendement CE10

(Alinéa sans modification)

« Art. L. 554-11. – I. – En cas de modification de la nature du fluide acheminé, l'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution met en œuvre les dispositions nécessaires pour assurer à tout moment, dans le cadre de ses missions, la sécurité des biens et des personnes.

« II. – L'exploitant d'une canalisation de transport ou de distribution de gaz concernée par une modification de la nature du gaz acheminé s'assure auprès de tout consommateur final qui est raccordé à la canalisation concernée que les opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements rendues nécessaires par cette modification ont été réalisées. Dans le cas d'une canalisation de distribution de gaz, l'exploitant ainsi que, le cas échéant, les entreprises sélectionnées par cet exploitant pour réaliser les opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements en application de l'article L. 432-13 du code de l'énergie accèdent au domicile ou aux locaux industriels ou commerciaux du consommateur final afin de garantir la sécurité de ses installations intérieures, sous réserve du consentement du consommateur. »

amendement CE12

Article 5

Supprimé

amendement CE15

Article 5

Pour l'application du I de l'article L. 446-5 du code de l'énergie, les objectifs définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie valent programmation pluriannuelle de l'énergie, jusqu'à la date de publication de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1 du même code.

LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES

Cabinet de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer

– M. Julien Assoun, conseiller énergie

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

– M. Olivier David, sous-directeur

– M. Étienne Denieul, chef de bureau

Enercoop *

– M. Emmanuel Soulias, directeur général

– Mme Alice Bustin, chargée de relations institutionnelles

Contributions écrites

– Association des distributeurs d'électricité en France (ADEeF)

– Commission de régulation de l'énergie* (CRE)

– Direct Energie

– Électricité de France* (EDF)

– Enedis

– Enerplan

– Engie *

– Gaz réseau distribution France (GRDF)

– GRT gaz

– Hespul

– Réseau de transport d'électricité * (RTE)

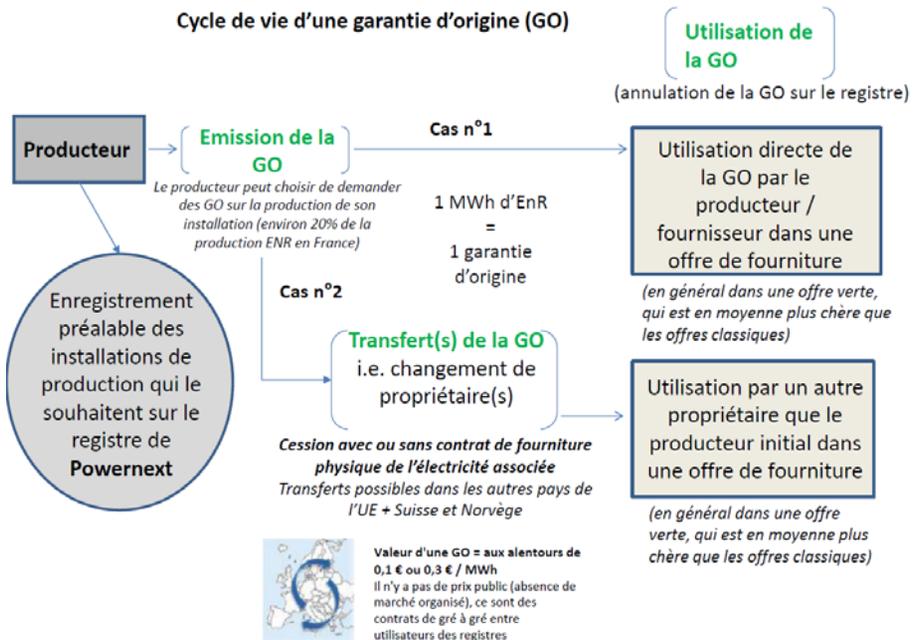
– Syndicat des énergies renouvelables (SER)

– Union française de l'électricité (UFE)

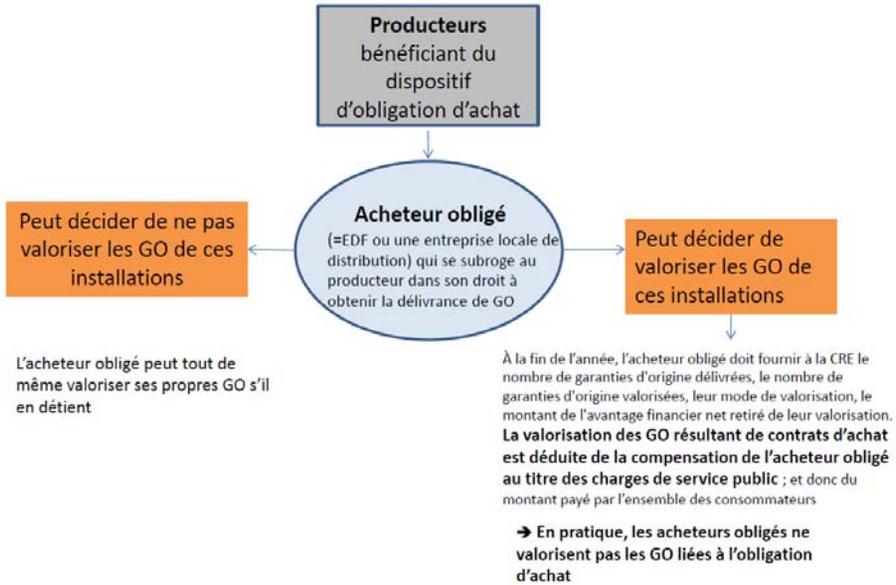
** Ces représentants d'intérêts ont procédé à leur inscription sur le registre de l'Assemblée nationale, s'engageant ainsi dans une démarche de transparence et de respect du code de conduite établi par le Bureau de l'Assemblée nationale.*

ANNEXE

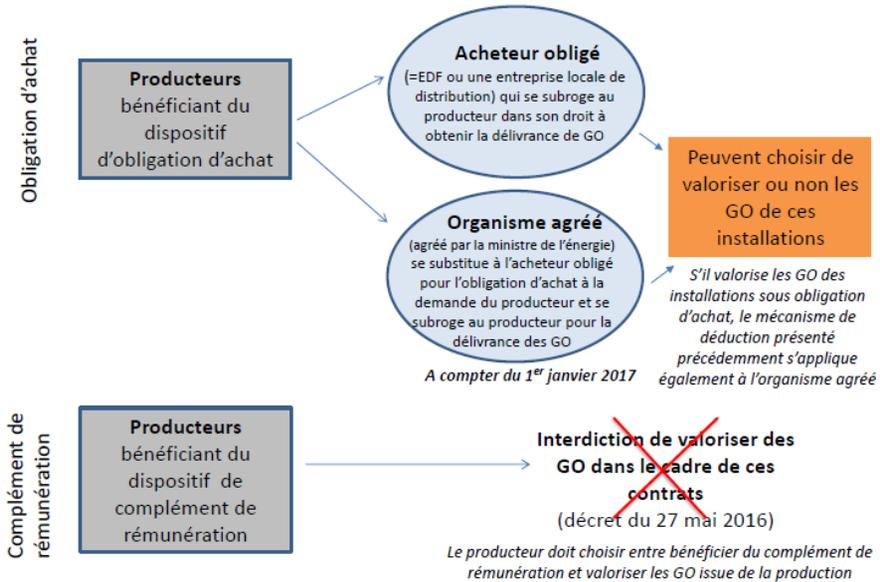
SCHÉMAS EXPLIQUANT LE MÉCANISME DES GARANTIES D'ORIGINE



Avant la loi relative à la transition énergétique



Après la loi relative à la transition énergétique



Effet du projet de loi présenté

